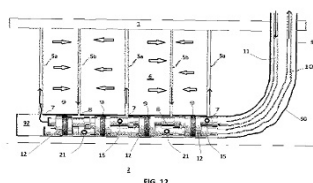


DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES

SOLICITUD FASE NACIONAL - PCT



1	Título de la Invención (200 caracteres o espacios máximos)		
PROCESO DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS MEJORADO EXPLOTANDO MÚLTIPLES FRACTURAS INDUCIDAS			
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:

1041433-

3

Solicitantes

Apellidos - Nombres o Razón Social

Tipo

Identificación

1. IOR CANADA LTD.

NN

1041433

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/CA2014/050621	Fecha Solicitud:	27/06/2014
Número Publicacion:		WO 2015/000072 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:		21	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

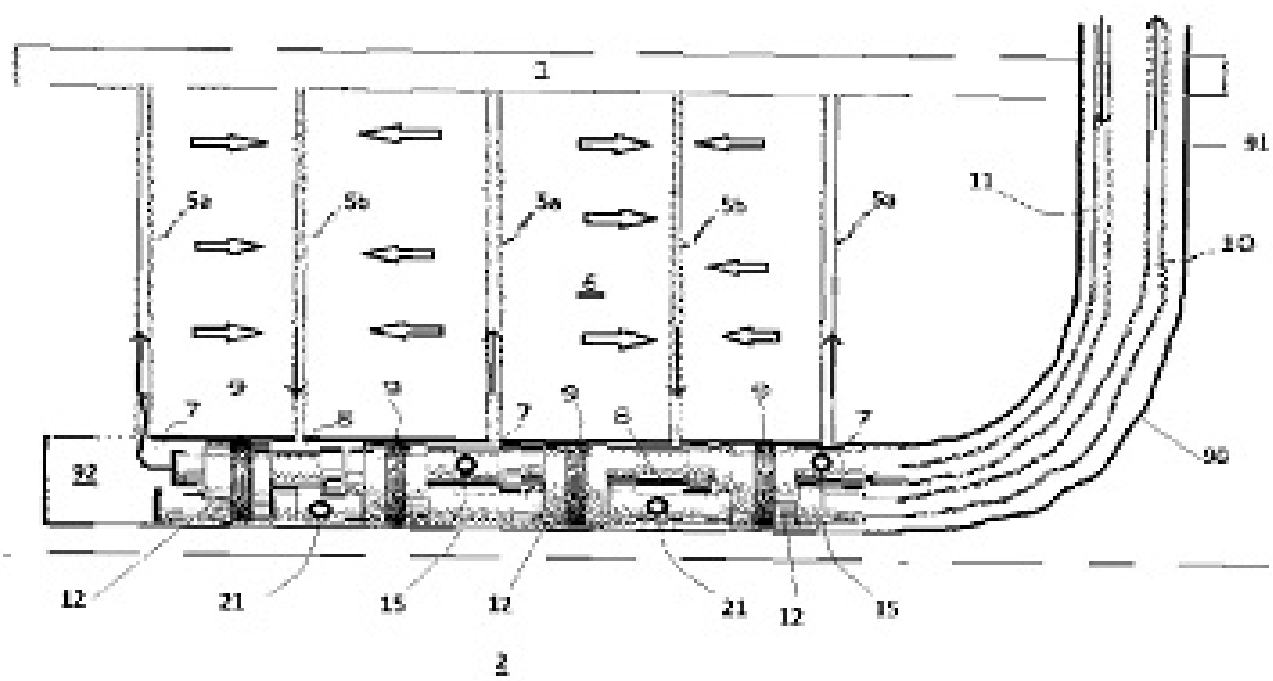


FIG. 12

PROCESO DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS MEJORADO EXPLOTANDO MÚLTIPLES FRACTURAS INDUCIDAS

Reivindicación del Beneficio de Prioridad

Esta solicitud reivindica prioridad a la Solicitud de Patente Canadiense No. 2,820,742, presentada en Julio 4, 2013, y a la Solicitud de Patente Canadiense No. 2,835,592 presentada en Noviembre 28, 2013, cada una de los cuales se incorpora como referencia en su totalidad.

Campo de la invención

La presente invención se relaciona con el proceso de recuperación de hidrocarburos dirigida por fluidos, y más particularmente con un proceso dirigido por fluidos que utiliza inyección de fluidos en fracturas alternadas que han sido inducidas mecánicamente en una formación subterránea que contiene hidrocarburos, con producción de petróleo y/o gas a partir de las fracturas alternadas.

Antecedentes de la Invención y Descripción del Arte Previo

La fractura múltiple de las formaciones de petróleo, gas y formaciones que contienen metano en lecho de carbón, donde tales formaciones tienen baja permeabilidad (es decir, reservas "compactas") suelen ser necesarias para producir adecuadamente hidrocarburos. Varios de estos métodos están ahora plenamente comercializados en el arte previo como métodos de recuperación primarios de petróleo y/o gas.

Dos tipos de terminaciones para fracturar formaciones que se emplean actualmente son el proceso StackFrac^{tm1} de Packers Plus Energy Services Inc. que utiliza terminaciones de agujero abierto y terminaciones alineadas/cementadas que utilizan tecnología (válvulas, revestimientos, y similares) suministradas por Halliburton Company. Un agujero horizontal se perfora bajo en la reserva de hidrocarburos de roca compacta consolidada como objetivo. En la tecnología de Halliburton, un revestimiento se emplaza en el agujero y se cimienta en el mismo. Esto asegura que no hay comunicación directa entre las fracturas futuras inducidas a lo largo de la porción exterior del pozo. En la

¹ StacFrac TM es una marca comercial registrada de Packers Plus Energy Services Inc. para Inter alia las mercancías de empaques,-puertos Frac y asientos de bola.

tecnología Packers Plus, las fracturas se realizan desde un agujero abierto- no hay revestimiento. Tapones ("empacadores") de aislamiento situados en la tubería de inyección se accionan dentro del orificio cuando están en el pozo, con el fin de presionar contra la roca misma con el fin de aislar las zonas cuando se realizan operaciones de fractura y crear fisuras en la roca, que por lo general se extienden hacia arriba desde un pozo horizontal. Después de la operación de fractura, los empacadores se desactivan y todas las fracturas se producen entonces a la superficie, en un proceso denominado "producción primaria", cuya terminología se adopta y utiliza en el presente documento. Las fracturas se mantienen abiertas por el depósito dentro de las fracturas de un "agente de soporte" que se ha llevado a las fracturas por el fluido de fractura. Los agentes de soporte típicamente consisten en bolas de arena, metálicas o de cerámica, y/o varios productos químicos, y proporcionan un canal de flujo relativamente de alta permeabilidad. Los fluidos de la formación que fluyen en las fracturas y luego drenan fácilmente a la tubería de producción dentro del agujero o pozo horizontal para el transporte a la superficie.

Una característica y ventaja importante de las reservas fracturadas de inducción múltiple es las altas tasas de producción inicial. Problemáticamente, sin embargo, cuando se produce a partir de todas las fracturas simultáneamente las tasas de producción para tales reservas típicamente sufren un rápido declive a medida que la presión dentro de la formación se reduce, por razones como se explica a continuación. El proceso de fractura múltiple es caro, y los factores generales de recuperación para estos tipos de formaciones son típicamente bajos, por lo general el logro de los factores de recuperación de menos de 10% para el petróleo. A fin de mantener las tasas de producción satisfactorios a nivel de campo, se requiere un vigoroso programa de perforación con capital intensivo de nuevos pozos de múltiple fractura para compensar la alta tasa de declive. El mecanismo de producir petróleo es por conducción de gas en solución, y por lo tanto hay una rápida disminución de la presión del yacimiento, que es perjudicial para la recuperación de petróleo potencial futura. En este sentido, mientras que la solución de gas sale de la solución con disminución de la presión dentro de la formación, la viscosidad del petróleo restante aumenta porque los componentes ligeros se eliminan del petróleo. Además, se establecen-dos fases de petróleo y gas entremezclados, disminuyendo de ese modo la permeabilidad relativa de petróleo y reduciendo aún más las tasas de producción. En consecuencia, la tasa de flujo de petróleo disminuye rápidamente.

Debido a que los hidrocarburos tales como el gas de esquisto y metano de lecho de carbón se producen en las formaciones de baja permeabilidad, la

recuperación de estos tipos de hidrocarburos particularmente sufren de factores de recuperación bajos.

Lo que se necesita es un método de recuperación de hidrocarburos para su uso en conjunto con yacimientos compactos de fractura múltiple, con el fin de reducir o limitar la rápida disminución de la presión en la formación que normalmente resulta, y limitar el número de pozos de fractura múltiple necesarios en las formaciones "compactas" para lograr la recuperación porcentaje satisfactorio desde tales formaciones. En particular, un proceso de transporte de fluido eficaz para formaciones que tienen y necesitan fracturas de inducción múltiple, que se puede aplicar como un método de recuperación de petróleo primario, así como secundario, sería especialmente beneficioso.

Además de los yacimientos de petróleo y gas, un problema similar se produce en el formaciones de metano en lecho de carbón. El metano es adsorbido en el carbón, y se recupera por de-presionar la formación, que sólo proporciona una liberación parcial del metano de la superficie del carbón. Lo que se necesita es un proceso de transporte de fluido eficaz, lo ideal es utilizar CO₂, que absorbe con mucha más fuerza que el metano.

US 2013/0048279 como se ve mejor en la Fig. 3 del mismo, enseña dos pozos verticales paralelos, un segundo localizado a una distancia del primero, en la que el mecanismo para producir petróleo o gas de la formación se encuentra en el segundo pozo.

US 20120168182 y US 20080087425 enseñan *inter alia* un método para producir petróleo y/o gas que comprende inyectar una formulación mejorada de recuperación de petróleo miscible en fracturas de una formación por un primer periodo de tiempo a partir de un primer pozo; producir petróleo y / o gas a partir de las fracturas, a partir de un segundo pozo por el primer periodo de tiempo; inyectar una formulación mejorada de recuperación de petróleo miscible en las fracturas por un segundo periodo de tiempo desde el segundo pozo; y producir petróleo y/o gas de las fracturas del primer pozo para el segundo período de tiempo.

US2006/0289157 enseña un proceso que utiliza el drenaje por gravedad asistido por gas, que comprende la colocación de uno o más pozos productores horizontales cerca de la porción inferior de una zona de pago de un yacimiento subterráneo que contiene hidrocarburos e inyectar un fluido de desplazamiento tal como CO₂ a través de uno o más pozos verticales o pozos horizontales. Pozos verticales preexistentes pueden ser usados para inyectar el fluido de desplazamiento en el yacimiento. A medida que se inyecta el fluido de desplazamiento en la porción superior del depósito, se forma una zona de gas,

que desplaza petróleo y agua hacia abajo, hacia el(los) pozo(s) horizontal(es) productor (es).

US 2006/0180306 enseña un método para la recuperación de petróleo crudo de formaciones subterráneas por inyectar agua y un segundo fluido menos denso para desplazar el petróleo, preferiblemente a través de pozos horizontales.

US 8.122.953 enseña, entre otras cosas un método para mejorar producir fluido de una formación subterránea que incluye la etapa de propagación de una inclusión generalmente vertical dentro de la formación, a partir de un pozo generalmente horizontal que intersecta la formación.

US 7.441.603 enseña un método para la recuperación de petróleo desde arenas bituminosas impermeables, que comprende proporcionar fracturas verticales utilizando pozos horizontales o verticales. Los mismos u otros pozos se utilizan para inyectar fluidos presurizados calentados y para devolver el fluido enfriado para el recalentamiento y reciclado. El calor transferido a la pizarra bituminosa madura gradualmente el querógeno en petróleo y gas, la temperatura en la pizarra se aumenta, y también promueve la permeabilidad dentro de la pizarra en forma de pequeñas fracturas suficientes para permitir que la pizarra fluya hacia las fracturas del pozo.

US7.069.990 enseña un procedimiento para la recuperación mejorada de petróleo, comprende proporcionar al menos un pozo de producción y un pozo de inyección; e inyectar en el estrato objetivo un lechada formada a partir de arena, líquidos viscosos o lodo aceitoso, que se entrega en o cerca a las presiones de fractura de la formación. Monitoreo de la presión del fondo del pozo se lleva a cabo, para permitir la entrega de los desechos suspendidos en una serie de episodios de inyección.

US4.733.726 enseña un método para la recuperación de petróleo, que proporciona inyección de vapor a través de un pozo de inyección en la formación y el petróleo se recupera hasta que haya avance de vapor en el pozo de producción. A partir de entonces, el pozo de producción se puede cerrar o estrangular mientras continúa la inyección de vapor hasta que la presión de inyección del orificio inferior es mayor que la presión vertical creada por la sobrecarga causando con ello que la formación se fracture horizontalmente. Un tercer ciclo se inicia en el que el petróleo se recupera de la formación a partir de ya sea el pozo de producción o el pozo de inyección o ambos hasta que la cantidad de petróleo recuperado es desfavorable.

US 4.687.059 enseña inyectar agua en una formación subterránea seguido por inyectar una solución de polímero para conducir el petróleo hacia un pozo de producción. La solución de polímero puede fracturar la formación de forma

termoelástica detrás de un banco de petróleo-agua para aumentar la tasa de inyectividad.

US 4.068.717 enseña un procedimiento de recuperación de petróleo mediante inyección de vapor de agua en un pozo de inyección que penetra en el depósito lo suficiente como para fracturar la arena de alquitrán y proporcionar un paso para el vapor a través de la arena de alquitrán a un pozo de producción que perfora un yacimiento de arena de alquitrán.

Ninguno de la técnica anterior, sin embargo, enseña nada acerca de la creación, en arreglo alternado, de fisuras de inyección y fisuras de producción, para barrer una formación.

Lo que se necesita es un método de recuperación de hidrocarburos para su uso en conjunto con yacimientos compactos con fractura múltiple, a fin de reducir o limitar la rápida disminución de la presión en la formación que típicamente resulta, y para limitar el número de pozos necesarios de fractura múltiple que son necesarios en las formaciones "compactas" para lograr porcentaje de recuperación satisfactorio de dichas formaciones. En particular, un proceso de transporte de fluido eficaz para formaciones que tienen fracturas de inducción múltiple, que se puede aplicar como un método primario así como secundario de recuperación de petróleo, sería especialmente beneficioso.

Resumen de la invención

Para mejorar tanto la tasa de producción y porcentaje de recuperación de las formaciones "compactas", y en particular de pozos de fractura múltiples, en una realización la presente invención proporciona para crear fracturas de inducción múltiple en una formación de hidrocarburos pero en particular en dos grupos alternados, a saber, fracturas de inyección y fracturas de producción, que están situados en disposición lineal alternada, cuando aproximadamente $\frac{1}{2}$ de las fracturas se utilizan como medios de inyección y el restante $\frac{1}{2}$ de las fracturas utiliza medios de producción para recuperar los hidrocarburos. Tal método proporciona un transporte de fluido eficiente para barrer eficazmente la formación y transportar hidrocarburos en fisuras alternas adyacentes para su posterior recolección. El presente método en dicha realización mejora la recuperación de una formación proporcionando un transporte de fluido a través de las fisuras adyacentes alternas en la formación, con el resto de las fisuras alternativamente espaciadas utilizadas para la producción.

Específicamente, con los métodos que emplean la recuperación primaria de petróleo por transporte de gas en solución (por ejemplo, utilizando un pozo

inyector vertical para inyectar un gas dentro de la formación pero que no utilizan fracturas alternas como canales inyectores y colectores como se describe arriba y abajo) y, particularmente, con formaciones "compactas", como se mencionó anteriormente típicamente se traduce en disminución rápida de la presión de la formación, causando una rápida disminución correspondiente en la producción.

Por el contrario, con el método de la presente invención, un plano de inyección de alta presión y alta permeabilidad [es decir, las fisuras espaciadas de forma alterna localizadas adyacentes a canales de producción alternativamente espaciados (fisuras)] se proporciona, lo cual permite entonces un barrido de las áreas del yacimiento próximas a los planos de inyección de alta permeabilidad para causar de ese modo vectores de flujo de fluido dentro de la formación del plano de inyección de alta permeabilidad en la dirección de los canales de producción espaciados de forma alterna (fisuras), y el consiguiente barrido mejorado de la formación a través de un proceso de barrido dirigido.

Los métodos en la presente memoria están adaptados para su uso en yacimientos que contienen petróleo y gas, y también son particularmente adecuados para un tipo particular de la formación de soporte de gas, a saber, formaciones de metano en lecho de carbón, donde el fluido de transporte en el método de la presente invención que utiliza canales de inyección y recuperación alternados es CO₂ y que el fluido que transporta CO₂ sustituye ventajosamente el metano en la superficie del carbón y lo barre a un pozo de producción adyacente próximo. Ventajosamente, cuando CO₂ se utiliza como fluido de accionamiento de acuerdo con el método de la presente invención, tal método proporciona ventajosamente el secuestro de carbono en forma de secuestro subterráneo de CO₂.

Específicamente, en un aspecto adicional de la invención, un método de terminación de pozos se proporciona en el que se utiliza una pluralidad de empacadores expandibles.

En una primera realización, las fracturas verticales se establecen a partir de un agujero abierto horizontalmente perforado o de un revestimiento cementado en el mismo. A partir de entonces, una tubería dual (en forma de tubo continuo o tubería segmentada) con empacadores de aislamiento separados entre sí se corre en el agujero abierto o revestimiento cementado. Los empacadores espaciados en el tubo se encuentran entre las fracturas. Una vez que los empacadores se expanden contra el agujero o revestimiento, las fracturas estarán aisladas unas de otras dentro del agujero o revestimiento. Una de las tuberías tiene perforaciones opuestas a las fracturas alternas, y la otra tubería tiene perforaciones opuestas a las fracturas restantes. De esta manera, una

sarta de tubería se puede emplear como un tubo de inyección en comunicación fluida con las fracturas de inyección alternas, y la otra como una tubería de producción en comunicación fluida con las fracturas de producción restantes (alternas).

En consecuencia, en dicha primera realización del método de la presente invención para la recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea mediante inyección de fluido en fisuras alternadas en dicha formación, utilizando los envasadores de tubería doble, dicho método comprende las etapas de:

- (i) perforar un pozo sencillo de inyección/producción en dicha formación, que tiene una porción vertical y una porción horizontal inferior que se extiende horizontalmente hacia fuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical;
- (ii) fracturar la formación a lo largo de dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección/producción y crear una pluralidad de fisuras que se extienden hacia arriba que se extienden hacia arriba desde, y situado a lo largo de una longitud de, dicha porción horizontal;
- (iii) ubicar una pluralidad de empacadores, teniendo cada uno tubería dual en ellos a lo largo de dicha longitud de dicha porción horizontal de dicho pozo de producción/inyección y espaciar alternadamente dichos empacadores entre dichas fisuras que se extienden hacia arriba a lo largo de dicha longitud partiendo de este modo dicha longitud en regiones de inyección de fluido espaciadas de forma alterna y regiones de recuperación de fluido, uno de dichas tuberías duales tiene perforaciones en la misma fisuras espaciadas de forma alterna y en la otra de dichas tuberías duales tiene perforaciones en ella fisuras espaciadas de forma alterna opuestos restantes;
- (iv) inyectar un fluido a presión en uno de dichas tuberías duales inyectando de este modo fluido a presión en dichas regiones de inyección de fluido y por lo tanto en fisuras espaciadas de forma alterna a lo largo de dicha longitud de dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección / producción; y
- (v) producir dichos hidrocarburos que desembocan en dichas regiones de recuperación de fluido alternativamente espaciadas a través de otras fisuras alternadamente espaciadas desde dicho otra dicha tubería dual.

Las fisuras pueden ser creadas antes de insertar los empacadores de tubería dual en el pozo. Alternativamente, se pueden crear después de insertar los empacadores de tubería dual en la porción horizontal del pozo de inyección/producción, y el fluido a presión suministrado inicialmente a ambas de las tuberías duales para fracturar hidráulicamente con ello la formación y crear fisuras uniformemente espaciadas a lo largo del pozo. A partir de entonces, el fluido a presión solamente se suministra a $\frac{1}{2}$ de las fisuras creadas (es decir, a

cada fisura alternada a lo largo de la longitud de la porción horizontal del pozo), y el resto de fisuras alternativamente espaciadas permiten que los hidrocarburos drenen hacia abajo en una región de recuperación de fluido correspondiente del pozo de inyección/producción, y, posteriormente, se produzcan a la superficie por otra tubería dual.

Un ejemplo de empacadores de tubería dual que puede ser adecuado para su uso en este proceso de realización de la presente invención, al menos un pozo entubado, son empacadores de tubería dual, a saber Dual-String Retrievable Packer GT™². Nos. de Familia de Productos H78509 (Standard Service) y H78510 (Servicio NACE) fabricados por Baker Hughes Corporation, para su uso en carcasas de 7 pulgadas (177.8mm) o.d. (diámetro exterior), carcasas de 7 5/8 pulgadas (193.7mm) od.. o carcasas de 9 5/5 pulgadas (244.5mm) o.d.. Otros empacadores de tubería dual adecuados para su uso en este proceso, tanto en pozos entubados y sin entubar, ahora se les ocurrirán a personas versadas en la materia.

En una realización más preferida, un fluido elegido (un gas o fluido) se inyecta a través de la tubería de inyección. El fluido se eleva en la formación a través de cada uno de las fisuras alternadas de inyección que por lo general se extienden verticalmente hacia arriba desde los pozos horizontales. Dicho fluido inyectado barre entonces el fluido del yacimiento lateralmente en la formación hacia las fisuras de producción adyacentes en cada lado, de donde el drenaje se establecerá hacia abajo en la tubería de producción para la posterior producción de tales fluidos de formación a la superficie.

En una realización alternativa de la invención (la "primera variación"), en lugar de utilizar una tubería dual dentro de un solo pozo cuya tubería dual, respectivamente comprende la tubería de inyección y la tubería de producción, tales realización proporciona para el uso de dos pozos horizontales (2) perforados separadamente, a saber, un pozo de inyección y un pozo de producción, cada una paralelo al otro y en estrecha proximidad al otro, en el que uno de dichos pozos horizontales se utiliza para suministrar un fluido a presión a las fisuras que se extienden hacia arriba que se han creado a lo largo de una longitud horizontal de dicho pozo de inyección, y el otro pozo se utiliza como el pozo de producción para las fracturas que se han creado a lo largo de dicho restante pozo horizontal que están espaciadas alternativamente y están interdigitadas entre fisuras alternas creadas a lo largo del pozo de inyección. Específicamente, las fisuras/fracturas de inyección sustancialmente verticales que se extienden hacia arriba se establecen a lo largo de la porción horizontal

² GT es una marca comercial de Baker Hughes Corporation para un empacador de tubería dual.

del pozo de inyección. Las fracturas/ fisuras verticales son también igualmente establecidas a lo largo de la porción horizontal del pozo de producción, pero estas fracturas se compensan lateralmente de las fracturas establecidos del pozo de inyección. En otras palabras, la exploración horizontal a través de la formación, las fracturas interceptadas son alternativamente fracturas de inyección de fluido y fracturas de producción. La Producción se produce por un fluido que se inyecta a través del pozo de inyección en fisuras a lo largo de dicho pozo horizontal (inyección), y los fluidos del yacimiento son entonces transportados en fisuras alternativamente espaciados previamente creadas a lo largo del pozo de producción horizontal, que los fluidos del yacimiento a continuación, fluyen hacia abajo y se recogen en la tubería de producción dentro del pozo de producción. Ventajosamente, de tal manera que el fluido inyectado se inyecta en la formación donde puede realizar con mayor facilidad y directamente su propósito, a saber, dirigir mejor los fluidos del yacimiento en las fisuras adyacentes alternativamente espaciadas dentro de la formación, que de ese modo drenan hacia abajo. Dichos fluidos del yacimiento, después de drenar hacia abajo en dichas fisuras alternativamente espaciados, son recuperados por la tubería de producción en el pozo de producción y se producen a la superficie. La distancia de separación lateral entre diversas fracturas/ fisuras de inyección y producción secuenciales adyacentes puede variar, o puede ser constante, y se seleccionará con base en el análisis de ingeniería de yacimientos estándar de las propiedades de la formación obtenidas a través de diversas y ampliamente utilizadas técnicas de registro de pozo, y dependerá de parámetros del yacimiento a lo largo de los pozos, tales como, pero no limitado a, permeabilidad de la matriz, presión de fractura de la matriz, movilidad de hidrocarburo producido, inyectividad del fluido de inyección, y tasas de inyección y producción deseadas. Simulación numérica usando software tal como licenciado por el Grupo de Modelamiento Computarizado de Calgary, Alberta, Canadá puede ayudar en la selección de fluido de inyección y la determinación del desplazamiento lateral de las fracturas de inyección y de producción individuales en relación entre sí.

En consecuencia, en un amplio aspecto alternativo, el proceso de la presente invención comprende un proceso para la recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea utilizando las fracturas hidráulicas con soporte, que comprende las etapas de:

(i) perforar un pozo de inyección que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extiende horizontalmente hacia fuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical de la misma;

(ii) perforar un pozo de producción que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extienden hacia fuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical del mismo, en el que dicha porción horizontal de dicho pozo de producción está situado en paralelo a dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección;

(iii) crear fisuras que se extienden hacia arriba en la formación a lo largo de cada una de dichas porciones horizontales de dicho pozo de producción y pozo de inyección mediante inyección de un fluido a presión en cada uno de dichos pozo de producción y pozo de inyección, en una pluralidad de ubicaciones discretas a lo largo de una longitud de cada una de dichas porciones horizontales de cada uno de dichos pozo de producción y pozo de inyección, en donde dichas ubicaciones discretas en dicho pozo de producción se corresponde sustancialmente en número a dichas ubicaciones discretas en dicho pozo de inyección y en el que dichos ubicaciones discretas y cada uno de dichas fisuras respectivas que se extienden hacia arriba a lo largo de dicho pozo de inyección son en la alternancia de espaciamiento lineal y sustancialmente en relación mutuamente adyacentes con las correspondientes respectivas fisuras que se extienden hacia arriba a lo largo de dicha porción horizontal de dicho pozo de producción;

(iv) dicho fluido a presión contiene un agente de soporte, o alternatively después de la etapa (ii) anterior inyectar un agente de soporte a presión en dichas fisuras creadas para dar dichas fisuras en una condición de soporte; y

(v) continuar inyectando dicho fluido a presión, o inyectar otro fluido, dentro de dicho pozo de inyección y por lo tanto dentro de dichas fisuras por encima de dicho pozo de inyección y de allí a dicha formación de ese modo presurizando dicha formación y causando que dichos hidrocarburos dentro de dicha formación sean impulsados en dichas fisuras por encima de dicho pozo de producción, y se drene hacia abajo en él en dicha porción horizontal de dicho pozo de producción;

y

(vi) producir dichos hidrocarburos que se acumulan en dicha porción horizontal de dicho pozo de producción hasta la superficie.

En una realización similar de la invención, la invención comprende un procedimiento para la recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea utilizando las fracturas hidráulicas apoyadas comprende las etapas de:

(i) perforar un pozo de inyección, que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extienden horizontalmente hacia fuera desde un extremo

inferior de dicha porción vertical a lo largo de una porción inferior de la formación;

(ii) Perforar un pozo de producción que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extienden hacia fuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical, en el que dicha porción horizontal de dicho pozo de producción está situado en paralelo a dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección;

(iii) fracturar la formación a lo largo de cada uno de dichos pozos de producción y pozo de inyección y crear una pluralidad de fisuras que se extienden hacia arriba que se extienden hacia arriba desde, y situado a lo largo de una longitud de, dicha porción horizontal de cada uno de dichos pozo de inyección y pozo de producción, dichas fisuras que se extienden hacia arriba creadas a lo largo de dicho pozo de inyección alternando así mutuamente a lo largo de dicha longitud horizontal del mismo con fracturas que se extienden hacia arriba situadas a lo largo de dicho pozo de producción;

(iv) utilizar tubería de inyección, teniendo a largo de la misma una pluralidad de tapones separados entre sí dentro de una longitud de dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección, dicha tubería de inyección tiene además aberturas, o aberturas que pueden abrirse pares intermedios de dichos tapones espaciados, situados en ubicaciones en las que dichas fracturas que se extienden hacia arriba se localizan a lo largo de dicho pozo de inyección, e inyectar un fluido a presión en dicha tubería de inyección y hacia dichas fisuras que se extienden a lo largo de dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección;

(v) utilizar de tubería de producción, teniendo a lo largo de la misma una pluralidad de tapones espaciados de manera similar espaciados según dichos tapones dijo a lo largo de dicha tubería de inyección, dicha tubería de producción que tiene además aberturas, o aberturas que pueden abrirse, los pares intermedios de dichos tapones espaciados, a lo largo de una longitud de dicha porción horizontal de dicho pozo de producción, en el que dichas aberturas en dicha tubería de producción se sitúan en alineación alterna y no lateral con dichas aberturas situadas en dicha tubería de inyección, y recolectar dichos hidrocarburos de formación en dicha tubería de producción que desembocan en dichas fisuras y que drenan hacia abajo dentro de dicha tubería de producción a través de dichas aberturas en el mismo; y

(vi) producir los hidrocarburos que se recogen en dicha tubería de producción a la superficie.

El método anterior puede usarse en donde el pozo de inyección es un agujero abierto, o uno que utiliza un revestimiento. Cuando se utiliza un revestimiento, no es necesario utilizar tapones, pero el agujero debe estar alineado y cementado,

de lo contrario el primer pozo se llenará de fluido de inyección cuando se fracture el segundo pozo. En concreto, donde un(os) pozo(s) revestido (s) se deseen y por lo tanto no se necesitan tapones, el método anterior se modifica adicionalmente, en donde:

- (a) la etapa (i) comprende además la etapa de insertar y cementar un revestimiento en el pozo de inyección;
- (b) la etapa (ii) comprende además la etapa de insertar y cementar un revestimiento en dicho pozo de producción;
- (c) adicionar una etapa, después de la etapa (ii), de crear perforaciones en dicho revestimiento y cemento en cada una de dichas porciones horizontales de dichos pozos de producción e inyección, en una pluralidad de asignaciones discretas largo de la misma, en el que dichas ubicaciones discretas en dicho pozo de producción son aproximadamente iguales en número pero linealmente alternan con dichas correspondientes perforaciones creadas en dicho revestimiento cementado en dicho pozo de inyección.

Como alternativa a los métodos anteriores, puede llevarse a cabo un proceso de dos pasos. Específicamente, después de crear las fracturas a lo largo de cada uno de los pozos de producción y de inyección en la forma descrita anteriormente, los pozos tanto de producción como de inyección se ponen inicialmente en la producción como se hace tradicionalmente, produciendo los fluidos del yacimiento que drenan hacia abajo desde todas las fisuras (producción primaria). A partir de entonces, a saber, en un punto en el tiempo cuando las tasas de producción típicamente caen y empiezan a ser antieconómicas como ocurre típicamente en formaciones "compactas" de fractura múltiple, la producción del pozo de inyección se detiene, y un fluido se inyecta entonces en fisuras alternas a través de tubería dentro del pozo de inyección, para iniciar así el proceso de transporte de fluido descrito anteriormente, con producción de fluido continuando desde fisuras alternativamente espaciadas restantes en la formación. De tal manera, la tasa de producción se puede restaurar a niveles anteriores similares, y la recuperación general de la formación aumenta.

En consecuencia, de acuerdo con el proceso de dos pasos anteriormente, en una realización del mismo tal proceso comprende un proceso para la recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea utilizando las fracturas hidráulicas de soporte que comprende las etapas de:

- (i) perforar un pozo de inyección, que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extienden horizontalmente hacia fuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical;

- (ii) insertar la tubería, que tiene a lo largo de la misma una pluralidad de tapones separados entre sí, dentro de una longitud de dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección, dicha tubería teniendo además aberturas o aberturas que pueden abrirse pares intermedios de dichos tapones separados entre sí;
- (iii) perforar un pozo de producción próximo a dicho pozo de inyección, que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extiende hacia fuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical, en el que dicha porción horizontal de dicho pozo de producción está situado próximo a, paralelo a, y separado de, dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección;
- (iv) insertar la tubería, que tiene a lo largo de la misma una pluralidad de tapones espaciados de manera similar como por dichos tapones en dicho pozo de inyección, dicha tubería teniendo además aberturas, o aberturas que se pueden abrir, en ubicaciones pares intermedios de dichos tapones espaciados, a lo largo de una longitud de dicha porción horizontal de dicho pozo de producción, en el que dichas aberturas en dichos tubos en dicho pozo de producción se sitúan en alineación no lateral con dichas aberturas en dicho pozo de inyección;
- (v) ajustar, si es necesario, dichos tapones en cada una de dichas respectivas porciones horizontales de dicho pozo de inyección y dicho pozo de producción con el fin de evitar el flujo de fluido a lo largo de un paso anular entre dicha tubería y dichos pozo de producción y pozo de inyección, respectivamente ;
- (vi) inyectar dentro de dicho pozo de inyección, un fluido bajo presión y hacer que dicho fluido fluya al interior de dicha formación a través de dichas aberturas en dicha tubería en el mismo, a fin de crear fisuras que se extienden hacia arriba en cada una de dichas aberturas lo largo de dicho pozo de inyección;
- (vi) inyectar dentro de dicho pozo de producción, un fluido bajo presión y hacer que dicho fluido fluya al interior de dicha formación a través de dichas aberturas en dicha tubería en el mismo, a fin de crear fisuras que se extienden hacia arriba en cada una de dichas aberturas lo largo de dicho pozo de producción;
- (viii) después de la etapa (vi) recoger, a través de dicha tubería en dicha porción horizontal de dicho pozo de producción y dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección, dichos hidrocarburos que fluyen en dichas fisuras y que drenan hacia abajo dentro de dicha tubería en dicho pozo de producción y dicho pozo de inyección;
- (ix) después de un período de tiempo y cuando producir dicho pozo de producción y dicho pozo de inyección disminuye a una tasa insatisfactoria, inyectar un fluido dentro de dicho pozo de inyección y en dichas fisuras que se extienden hacia arriba a lo largo de dicho pozo de inyección; y

(x) continuar recogiendo, a través de dicha porción horizontal de dicho pozo de producción, dichos hidrocarburos que fluyen en dichas fisuras por encima de dicho pozo de producción y que drenan hacia abajo dentro de dicha tubería en dicho pozo de producción.

En una variación de la presente invención (la "segunda variación"), sólo un único pozo (inyección/producción) se perfora, y pares de fisuras adyacentes se utilizan como una fisura de inyección y una fisura de producción adyacente, respectivamente, con el fluido en la fisura de inyección obligando a los hidrocarburos en la formación a la fisura de producción. A partir de entonces, ya sea la fisura de producción se convierte en una fisura de inyección por inyección de fluidos en el mismo, o la fisura de inyección se convierte en una fisura de producción, y un método de "barrido" se usa como se indica a continuación.

Específicamente, en una primera realización de dicha segunda variación, después de la producción durante un tiempo de una fisura de producción, producir hidrocarburos a partir de dicha fisura producción se detiene, y dicha fisura utiliza posteriormente, en la forma que se describe a continuación, como una fisura de inyección, y fluidos inyectados en el mismo dirigen hidrocarburos a otra (otras) fisuras de producción adyacente(s).

Por consiguiente, en tal primera realización de esta segunda variación, dicho método comprende un procedimiento para la recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea utilizando las fracturas hidráulicas de soporte que comprende las etapas de:

- (i) perforar un pozo de inyección / producción, que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extiende horizontalmente hacia afuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical, dicha porción horizontal que tiene una parte de talón próxima a dicha porción vertical, y una porción de base próxima a un extremo distal de dicha porción horizontal;
- (ii) crear fisuras que se extienden hacia arriba en la formación a lo largo de dicha porción horizontal mediante inyección de un fluido a presión en una pluralidad de posiciones separadas discretas a lo largo de una longitud de dicha porción horizontal;
- (iv) dicho fluido a presión contiene un agente de soporte, o después de la etapa (ii) anterior inyectar un agente de soporte bajo presión en dichas fisuras creadas, para dar dichas fisuras en una condición de soporte; y
- (v) posicionar la tubería de inyección al interior de dicho pozo, dicha tubería de inyección tiene un miembro de empaque accionable próximo a un extremo distal de dicha tubería adaptado cuando es accionado para crear un sello entre dicha tubería y dicho pozo, y situar dicho miembro de empaque y la tubería de

inyección dentro de dicho pozo en un lado de talón de la fisura más distal que se extiende hacia arriba;

(vi) inyectar dicho fluido a presión, o inyectar otro fluido, dentro de dicha tubería de inyección a fin de hacer que dicho fluido fluya al interior de dicha fisura más distal que se extiende hacia arriba, y producir petróleo a la superficie que fluye en una zona anular en dicho pozo a través de una penúltima fisura adyacente dicha fisura más distal que se extiende hacia arriba;

(vii) desactivar dicho miembro de empaque y mover dicho miembro de empaque y la tubería de inyección hacia dicha porción vertical, y volver a instituir la inyección de dicho fluido para inyectar dicho fluido en dicha penúltima fisura que se extiende hacia arriba, y producir petróleo que fluye dentro de dicha zona anular a través de una fisura adyacente a dicha penúltima fisura en un lado de talón de dicha penúltima fisura.

Por supuesto, en lugar de comenzar en la parte de base y en un principio inyectar fluido dentro de la fractura que se extiende hacia arriba más distal, que comienza en el talón, dicho método puede ser empleado de manera similar en vez de eso inicialmente inyectando a través de la fisura más proximal que se extiende hacia arriba que es próxima al talón, y a partir de entonces progresando en la forma descrita arriba hacia la base.

En concordancia, en dicho proceso alternativo, el mismo comprende las etapas de:

(i) perforar un pozo de inyección / producción, que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extienden horizontalmente hacia afuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical, dicha porción horizontal que tiene una porción de talón próxima a dicha porción vertical, y una porción de base próxima a un extremo distal de dicha porción horizontal;

(ii) crear fisuras que se extienden hacia arriba en la formación a lo largo de dicha porción horizontal por inyectar un fluido a presión en una pluralidad de ubicaciones espaciadas discretas a lo largo de una longitud de dicha porción horizontal;

(iv) dicho fluido a presión contiene un agente de soporte, o después de la etapa (ii) anterior inyectar un agente de soporte bajo presión dentro de las fisuras creadas dicho, para dar dichas fisuras en una condición de soporte; y

(v) posicionar la tubería de inyección al interior de dicho pozo, dicha tubería de inyección tiene un miembro de empaque accionable próximo a un extremo distal de dicha tubería adaptado cuando es accionado para crear un sello entre dicha tubería y dicho pozo, y situar dicho miembro de empaque y la tubería de

inyección dentro de dicho pozo en un lado de base de la fisura más proximal que se extiende hacia arriba;

(vi) accionar dicho miembro de empaque e inyectar dicho fluido a presión, o inyectar otro fluido, dentro de dicha tubería de inyección para provocar que dicho fluido fluya en una o más de las fisuras restantes que se extienden hacia arriba, y producir petróleo a la superficie que fluye en una zona anular en dicho pozo a través de dicha fisura más proximal;

(vii) de-accionar dicho miembro de empaque y mover dicho miembro de empaque y la tubería de inyección hacia dicha porción de base, re-activar dicho miembro de empaque y re-instituir inyectar dicho fluido, y inyectar dicho fluido hacia las fisuras restantes que se extienden hacia arriba, y producir petróleo que fluye en dicha zona anular a través de dicha fisura más próxima y una penúltima fisura adyacente más.

En una segunda realización de la segunda variación anterior, después de que ha ocurrido inyección de fluido durante un tiempo en una fisura de inyección, se detiene la inyección de fluidos en dicha fisura de inyección, y dicha fisura se utiliza posteriormente, en la forma que se describe a continuación, como una fisura de producción que tiene hidrocarburos transportados a dicha fisura convertida a través de fluido inyectado en la formación a través de otro(otras) fisura(s) de inyección.

En consecuencia, en tales segunda realización de esta segunda variación, dicho método comprende un procedimiento para la recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea utilizando las fracturas hidráulicas de soporte que se emplean como canales de producción y posteriormente como canales de inyección, que comprende las etapas de:

(i) perforar un pozo de inyección / producción, que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extienden horizontalmente hacia afuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical, dicha porción horizontal que tiene una porción de talón proximal de dicha porción vertical, y una porción de base próximo a un extremo distal del mismo;

(ii) crear fisuras que se extienden hacia arriba en la formación a lo largo de dicha porción horizontal inyectando un fluido a presión a una pluralidad de ubicaciones discretas separadas a lo largo de una longitud de dicha porción horizontal;

(iv) dicho fluido a presión contiene un agente de soporte, o después de la etapa (ii) anterior inyectar un agente de soporte bajo presión en dichas fisuras creadas, para dar dichas fisuras en una condición de soporte; y

(v) posicionar la tubería de producción dentro de dicho pozo, dicha tubería de producción tiene una abertura y un miembro de empaque accionable sobre el

mismo próximo a un extremo distal del mismo adaptado cuando es accionado para crear un sello entre dicha tubería y dicho pozo, y situar dicho miembro de empaque próximo a una porción de base de dicho pozo en un lado de talón de una fisura más distal que se extiende hacia arriba;

(vi) accionar dicho miembro de empaque y inyectar dicho fluido a presión, o inyectar otro fluido, en una zona anular intermedia dicha tubería y dicho pozo de producción y de ese modo inyectar dicho fluido en una penúltima fisura adyacente dicha fisura que se extiende hacia arriba más distal, y producir hidrocarburos a través de dicha tubería de producción que drene en dicho pozo a través de dicha fisura que se extiende hacia arriba más distal y que fluyen entonces en dicha tubería de producción a través de dicha abertura de los mismos;

(vii) de-accionar dicho miembro de empaque y mover dicho miembro de empaque y tubería de producción hacia dicha porción de talón, re- accionar dicho miembro de empaque y re-instituir la inyección de dicho fluido dentro de dicha zona anular para inyectar dicho fluido en una fisura adyacente que se extiende hacia arriba en un lado del talón de dicha penúltima fisura, y producir petróleo que desemboca en dicha tubería de producción a través de dicha penúltima fisura.

Una vez más, en lugar de comenzar en la porción de base y en un principio producir desde la fractura que se extiende hacia arriba más distal, dicho método puede ser modificado para comenzar en el talón, dicho método puede ser empleado de manera similar inicialmente inyectando en cambio a través de la fisura que se extiende hacia arriba más proximal que es próxima al talón, y a partir de entonces progresar en la forma descrita anteriormente hacia la base.

En tal aspecto de la segunda variación, dicho método comprende las etapas de:

(i) perforar un pozo de inyección / producción, que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extienden horizontalmente hacia afuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical, dicha porción horizontal que tiene una porción de talón proximal de dicha porción vertical, y una porción de base próxima a un extremo distal de la misma;

(ii) crear fisuras que se extienden hacia arriba en la formación a lo largo de dicha porción horizontal inyectando un fluido a presión a una pluralidad de ubicaciones discretas separadas a lo largo de una longitud de dicha porción horizontal;

(iv) dicho fluido a presión que contiene un agente de soporte, o después de la etapa (ii) anterior inyectar un agente de soporte bajo presión en dichas fisuras creadas, para dar dichas fisuras en una condición de soporte; y

(v) posicionar la tubería de producción dentro de dicho pozo, dicha tubería de producción tiene una abertura y un miembro de empaque accionable sobre el mismo próximo a un extremo distal del mismo adaptado cuando es accionado para crear un sello entre dicha tubería y dicho pozo, y situar dicho miembro de empaque próximo a una porción de talón de dicho pozo en un lado de base de una fisura más proximal que se extiende hacia arriba;

(vi) accionar dicho miembro de empaque y inyectar dicho fluido a presión, o inyectar otro fluido, en una zona anular intermedia dicha tubería y dicho pozo de producción y de ese modo inyectar dicho fluido en una a fisura adyacente más próxima, y producir hidrocarburos a través de dicha tubería de producción que drene en dicho pozo a través de dicha fisura que se extiende hacia arriba remanente y que fluye entonces en dicha tubería de producción a través de dicha abertura de los mismos;

(vii) de-accionar dicho miembro de empaque y mover dicho miembro de empaque y tubería de producción hacia dicha porción de base, re- accionar dicho miembro de empaque y re-instituir la inyección de dicho fluido dentro de dicha zona anular para inyectar dicho fluido en una penúltima fisura que se extiende hacia arriba en un lado del talón de dicha fisura más proximal, y producir petróleo que fluye en dicha tubería de producción a través de dicha fisura remanente adyacente.

En todas las realizaciones del método de la presente invención el hidrocarburo recuperado es preferiblemente petróleo o gas.

En un refinamiento de los métodos anteriores, el hidrocarburo recuperado es metano, y el fluido inyectado es CO₂.

En un refinamiento adicional, el fluido inyectado es miscibles o inmisible en el hidrocarburo contenido dentro de la formación que está siendo recuperada.

En una realización adicional, el fluido inyectado es un gas, tal como CO₂ o vapor de agua, o, alternativamente, es un líquido tal como agua.

En una realización adicional, el fluido inyectado contiene oxígeno, para su uso en un proceso de combustión in-situ.

Breve Descripción de los Dibujos

La **Fig. 1** es una vista lateral en sección transversal de una realización (la "primera variación") del proceso de la presente invención para fracturar y extraer petróleo de una formación subterránea, que muestra el flujo de fluido a través de cada uno de los dos conjuntos de fisuras, a saber, fisuras de inyección y fisuras de producción alternativamente espaciadas;

La **Fig. 2** es una vista en perspectiva de la realización de la invención mostrada en la **Fig. 1**;

La **Fig. 3** es una vista en sección transversal parcial a lo largo de las flechas "AA" de la **Fig.2**;

Las **Figuras 4A-4C** muestran otra realización del proceso de la presente invención, comenzando con inyectar fluido a través de la fractura en el extremo distal del pozo horizontal y producir desde la fractura adyacente y, en menor medida, otras fracturas más próximas al extremo proximal del pozo horizontal (**Fig 4A.**), y posteriormente mover un miembro de tapón hacia un extremo proximal (talón) del pozo convirtiendo de este modo las fracturas que se utilizan para la producción en pozos de inyección (**Figuras 4B, 4C**);

Las **Figuras 5A-5C** muestran otra realización del proceso de la presente invención similar a la realización mostrada en las **Fig. 4A-4C** comenzando con inyectar fluido a través de la penúltima fractura distal lo largo del pozo horizontal y producir la fractura más distal, y posteriormente mover un miembro de tapón hacia el extremo proximal (talón) del pozo y, convirtiendo de este modo las fracturas de inyección en fracturas de producción (**Figs. 5B, 5C**);

La **Fig. 6** es una vista esquemática seccional de un elemento empacador típico que se utiliza como parte del presente proceso para, tras el accionamiento después de haber sido insertado en un pozo de producción o pozo de inyección, crear un sello para aislar de ese modo ubicaciones individuales a lo largo del respectivo pozo de producción y pozo de inyección, para permitir la fractura de la formación a intervalos discretos a lo largo de porciones horizontales de los pozos de inyección y producción;

La **Fig. 7** es una vista en sección transversal de un manguito deslizante típico accionado por presión que se utiliza como parte del presente proceso, en particular en las configuraciones de pozo abierto, en el que el manguito de deslizamiento se muestra en la posición cerrada para su inserción en un agujero abierto, y puede a partir de entonces a través de la presión del fluido hidráulico aplicada a la misma, causar una abertura en el mismo para abrir;

La **Fig. 8** es una vista en sección similar del manguito deslizante accionado por presión de la **fig. 7**, en el que el manguito deslizante se muestra en la posición en la que se abre la abertura;

La **Fig. 9** es un gráfico que muestra la tasa de producción de petróleo en m³/ día (eje y) frente al tiempo (días) (eje x) para diversas configuraciones que permitan la comparación del método de la presente invención que se muestra en las **Figs 1-3** en comparación con el método del arte previo de producir desde todas las fisuras, en el que la **curva (a)** es la producción sin inyección de fluido de

transporte, la **curva (b)** es la tasa de petróleo con transporte de fluido de gas (metano), la **curva (c)** es la tasa de petróleo con 2-años de producción primaria de petróleo seguida de inyectar gas (metano), y la **curva (d)** es la tasa de petróleo donde se usa agua como fluido de inyección en fisuras alternativamente espaciadas;

La **Fig. 10** es un gráfico que muestra el factor de recuperación de petróleo (eje y) como un porcentaje de petróleo original en su lugar (% OOIP, por sus siglas en inglés) frente al tiempo (días) (eje x) para diversas configuraciones que permitan la comparación del método de la presente invención que se muestra en las Figs. 1-3 en comparación con el método del arte previo de producir de todas las fisuras, donde la línea (i) es el %OOIP utilizando métodos de producción primaria (es decir, desde los pozos de inyección y producción), la línea (ii) es el %OOIP utilizando inyección de fluido de transporte gaseoso en el pozo de inyección, la línea (iii) es el % OOIP con 2-años de producción primaria de petróleo seguida de inyectar gas, y la línea (iv) es el %OOIP usando inyección de agua;

La **Fig. 11** es una representación de, respectivamente, dos versiones de un empacador de tubería dual, que pueden ser utilizados acoplados juntos en el método de la presente invención en un solo pozo para permitir inyectar fluido en fisuras verticales alternativamente espaciadas y la recuperación de petróleo desde fisuras alternativamente espaciadas en la formación;

La **Fig. 12** es una versión esquemática del método de la presente invención usando los empacadores de tubería dual del tipo descrito en este documento y como se muestran en la Fig. 11, y un solo pozo para permitir la inyección de fluido en fisuras verticales espaciadas alternativamente y la recuperación de petróleo de fisuras alternativamente espaciadas en la formación;

La **Fig. 13** es una interpretación esquemática ampliada de una formación, utilizando sólo la recuperación de petróleo primaria, con lo cual la recolección es desde todas las fisuras / fracturas; y

La **Fig. 14** es una interpretación esquemática ampliada similar de sección de una formación intermedia de dos fracturas espaciados de forma alternada de acuerdo con un método de la presente invención, en el que la primera serie de fracturas se utiliza como un plano de inyección de alta presión, de manera que se produce alta presión en la región de fracturas de inyección, y las fracturas alternativamente espaciadas más próximas se utilizan como un plano de producción de presión baja y alta permeabilidad.

Descripción detallada de algunas realizaciones preferidas

Con referencia a las figuras 1, 2, y 3, el punto 20 indica una representación de un método ("la primera variación") de la presente invención para la recuperación de hidrocarburos a partir de una formación subterránea "apretado" de múltiple fractura 6 que posee un yacimiento que contiene hidrocarburos, por encima del cual hay típicamente una roca que tapa 1 y por debajo del cual es típicamente una capa de roca de fondo 2.

Así, en tal primera variación dos pozos se perforan en el yacimiento 6, a saber, un pozo de inyección 12 que tiene una porción vertical 32 y una porción horizontal 44, y un pozo de producción 8 de manera similar que tiene una porción vertical correspondiente 33 y una porción horizontal 45.

La porción horizontal 45 del pozo de producción 8 se perfora paralelo a, y próximo a, la porción horizontal 44 del pozo de inyección 12, como se muestra en las Figuras 1 y 2. La porción horizontal 45 puede ser perforado a nivel con, o, alternativamente, la porción horizontal 44 espaciadas verticalmente por encima o por debajo (véase la fig. 3, por ejemplo).

Un revestimiento (no mostrado) puede insertarse en uno o ambos de dichos pozos 8, 12, y se cementa en su lugar. Si un revestimiento se utiliza en el pozo de producción 8 y pozo de inyección 12, la porción horizontal 45 del pozo de producción 8 está perforada en ubicaciones discretas 38 a lo largo de la misma utilizando procedimientos bien conocidos para los expertos en la técnica, y la porción horizontal 44 del pozo de inyección 12 está perforada de manera similar en (mutuamente alterna) ubicaciones discretas 37, para permitir el flujo de fluido a presión en la formación 6, y la recolección de hidrocarburos de la formación 6, como se explica más completamente a continuación.

La fractura de la formación 6 se lleva a cabo mediante inyección de fluido a presión en ubicaciones discretas 37, 38 a lo largo de la longitud, respectivamente, de porciones horizontales 44, 45 a fin de crear fisuras 5a, 5b dentro de la formación 6 que se extienden respectivamente hacia arriba desde dichos ubicaciones discretas 37,38 a lo largo de porciones horizontales 44, 45 respectivamente.

Es importante destacar que, ubicaciones discretas 37 a lo largo de la longitud de la porción horizontal 44 del pozo de inyección 12 están en relación espaciada alterna mutuamente a esos ubicaciones discretas 38 que se extienden linealmente a lo largo de la longitud de la porción horizontal 45 del pozo de producción 8, a fin de permitir de ese modo, cuando se presuriza el fluido en inyectado en estos ubicaciones discretas 37,38, respectivamente las fisuras que

se extienden hacia arriba 5b, 5a que se creará en la formación 6, en relación espaciada alterna mutuamente sustancialmente lineal, como se muestra en las figuras 1 y 2.

La fractura se puede llevar a cabo insertando la tubería 55, 56 en cada una de las respectivas porciones horizontales 44, 45, en el que cada una de las líneas de tubería 55, 56 (que puede ser una tubería continua o cadena de tuberías articulada) posee un número de tapones espaciados 9 lo largo de la longitud del mismo. Los tapones 9, un ejemplo de los cuales se representa en la Fig. 6, son bien conocidos en la técnica, y están disponibles comercialmente de varias empresas de renombre de herramientas de agujeros tales como Packers Plus Inc. (en particular para los pozos no revestidos) y por la compañía Halliburton (particularmente para pozos revestidos y cementados). Los tapones 9, en una realización de los mismos como se muestra en la Fig. 6, poseen un pistón accionado hidráulicamente¹⁸. Cuando el fluido a presión se suministra a las líneas de tubos 55, 56 a la que dichos tapones 9 están acoplados operativamente, dicho petróleo a presión fluye a través de los puertos 22 donde actúa sobre los pistones duales 18 que luego comprimen lateralmente y provoca la expansión radial hacia fuera de un material elástico 17 (ver Fig. 6), cuyo material resiliente 17 a continuación, crea un sello entre pozo horizontal 44, 45 (o revestimiento de tubería, según sea el caso) y el tubo 55, 56, respectivamente.

Con referencia a las figuras 1-3, la tubería 55, 56 se puede colgar, respectivamente, en porciones verticales 32, 33 de los pozos de inyección y producción 12, 8 por colgadores de tubería 30, 25, respectivamente, como se muestra en la Fig. 1.

Cuando se utiliza tubería alargada 55, 56, los manguitos accionados hidráulicamente-15 se pueden interponer pares intermedios de los tapones 9. Tales manguitos 15, un ejemplo de los cuales se muestra en la vista detallada en la Fig. 7 (posición cerrada) y Fig. 8 (posición abierta), cada uno posee una abertura 21, que tras la aplicación de presión hidráulica al interior del manguito 15 y la liberación de anillo 42 de bloqueo, hace que tal abertura 21 se abra para permitir la salida de fluido a presión desde el interior de la tubería 55, 56 para fluir en la formación 6 para provocar la fractura y así crear fisuras 5a 5b,. Tales manguitos 15 pueden, junto con los tubos 55, 56, insertarse, cuando estén en una posición cerrada como se muestra en la Fig. 7, hacia abajo en las respectivas porciones horizontales 44,45, y cuando estén en una ubicación deseada 37, 38, pueden ser accionados a través de presión hidráulica para causar que los manguitos 15 expongan las aberturas 21 (ver Fig. 8), permitiendo así que tal fluido hidráulico a presión sea expuesto a la formación,

creando de este modo las fisuras 5a, 5b. los manguitos accionados hidráulicamente 15 están igualmente disponibles en el mercado, siendo disponible uno de tales manguitos de Packers Plus Inc de Calgary, Alberta.

Por otra parte, crear fisuras 5a, 5b lo largo de porciones horizontales 44, 45, respectivamente, se puede llevar a cabo mediante el procedimiento tradicional, si no un poco algo anticuado y más consumidor de tiempo del procedimiento "plug and perf". En tal procedimiento, un solo par de tapones accionados por presión 9 se proporcionan en extremo distal de tubería, tal tubería tiene una sola abertura 21 de dicho par intermedio de tapones 9. El par de tapones 9 se accionan y por lo tanto se desplazan para crear un sello en varias ubicaciones discretas 37,38 a lo largo de cada una de las porciones horizontales 44, 45 al empujar (o tirar de) dichos tapones 9 y tubería a lo largo de la longitud de cada una de dichas porciones horizontales 44, 45, y en ese momento haciendo una pausa para suministrar fluido hidráulico a cada una de las ubicaciones discretas 37,38 a fin de crear fisuras 5a, 5b en cada uno de dichos lugares 37, 38, respectivamente a lo largo de las mismas. Una vez más, las ubicaciones discretas 37 en la porción horizontal 44 del pozo de inyección 12 están en disposición espaciada alterna mutuamente a las ubicaciones discretas 38 en la porción horizontal 45 del pozo de producción 8 de acuerdo con el método de la presente invención, para proporcionar con ello la inyección de fisuras de fluido a presión, intermedias y estrechamente próximas, adyacentes 5b, como se muestra en la Fig. 1 y 2, de manera que sea más capaz para volver a presurizar dicha formación "compacta" 6 en lugares donde tal re-presurización es más útil.

El Fluido que se inyecta con el propósito de crear fracturas / fisuras 5a, 5b como se describió anteriormente puede contener un agente de soporte para mantener las fisuras 5a, 5b en una posición expandida. Por otra parte, después de crear este tipo de fisuras 5a, 5b, un segundo fluido que contiene tal agente de soporte puede posteriormente ser inyectado dentro del pozo a través de la tubería 55, 56 para mantener las fisuras creadas en una posición "abierta".

El mismo fluido, o incluso un tercer fluido, puede ser utilizado como fluido de conducción cuando se lleva a cabo el método de la presente invención para el barrido de la formación.

Al crear las fisuras 5a, 5b en la formación 6, no se debe haber usado previamente tubería tales como la tubería 55, 56 con tapones asociados 9 y manguitos deslizantes 15 en el fracturamiento y permanecer en el lugar las porciones horizontales 44, 45, una cadena de tubería 55, 56, y tapones asociados 9 y manguitos asociados 15 se insertan en cada una de las partes horizontales 44, 45. Los tapones 9 de ellas a continuación, se accionan, y fisuras

adyacentes 5a, 5b por lo tanto se aíslan entre sí. Un fluido de inyección se inyecta a través de la tubería de inyección 55. El inyectante llena las fracturas 5a verticales que están por encima de la tubería de inyección 55, al viajar en fisuras 5a a través de perforaciones en el revestimiento del pozo (si se utiliza un revestimiento de pozo) a ubicaciones discretas 37a lo largo de la porción horizontal 44, y el aumento de fisuras 5a de lo cual dicho fluido inyectante es forzado dentro de la formación 6 y fluye lateralmente hacia el fisuras adyacentes 5b que están a su vez en comunicación con la tubería de producción 56. Los fluidos de yacimientos que drenan en la tubería de producción 56 se elevan a la superficie, típicamente por bombeo. El fluido inyectante puede ser, pero no se limita a, las siguientes sustancias, a saber: gas producido, gases de combustión y otros; gases que contienen oxígeno tales como aire, oxígeno o mezclas de los mismos en un proceso de combustión en situ; líquidos que pueden o no pueden ser solubles en el hidrocarburo del yacimiento, tales como agua, vapor o líquidos de gas natural.

En una realización preferida, este proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos utilizando fracturas de yacimiento inducidas hidráulicamente y con soporte 5a 5b se lleva a cabo en el yacimiento nativo sin des-presionar con el fin de mantener la máxima movilidad de hidrocarburos. Sin embargo, habrá ocasiones en que el operador del pozo deseará llevar a cabo la producción tradicional de petróleo primario primero, o cuando el yacimiento ya se ha des-presionado, pero sin embargo la presente invención todavía se puede utilizar beneficiosamente.

Debido a la mayor presión en la formación 6 resultante de inyectar fluido en la formación a través de las fisuras 5b, hidrocarburos y el fluido del yacimiento presente en la formación 6 se alienta y se transportan hacia fisuras 5a interpuestas entre fisuras 5b, como se muestra en la Fig. 2 y 3, y a partir de entonces drenar hacia abajo para ser recogidos por la tubería de producción 56, y después de ello se bombean a la superficie.

En un refinamiento del método anterior, inmediatamente después de crear las fisuras 5a, 5b a lo largo de cada una de las porciones horizontales 44, 45 respectivamente, no se inició inyección de fluido en el pozo de inyección 12, y en cambio todas las fisuras 5a, 5b están autorizados a recibir fluidos de hidrocarburos de la formación 6. Tanto el pozo de inyección 12 y el pozo de producción 8 se utilizan para reunir y producir hidrocarburos a la superficie. Después de un período de tiempo en el que la presión ambiente en la formación de 6 se ha reducido debido a la retirada de hidrocarburos de la formación 6, y la producción de los mismos se ha reducido a una tasa producción

inaceptablemente baja, el pozo de inyección 12 se convierte de un pozo de producción a un pozo de inyección, por presurizar fluido que se inyecta en la porción horizontal 44 y por lo tanto en fisuras 5a. Tal procedimiento, crea entonces zonas de fisuras de mayor presión sustancialmente Intermedias 5b, "transportando" así los hidrocarburos restantes en la formación 6 en las fisuras 5b, para su posterior recogida por tubería de producción de 56, y para la producción a la superficie.

En la segunda variación de la método de la presente invención, una primera realización de la misma que se muestra en las Figs. 4A-4C, sólo un pozo de inyección/producción 90 se perfora, que tiene una porción vertical 91, y una porción horizontal 92 que se extiende hacia fuera desde un extremo inferior de la porción vertical 91. Una porción de talón 99 está presente en la base de la porción vertical 91, a saber, en el extremo más proximal de la porción horizontal 92, y una porción de base 100 está presente en el extremo opuesto, más distal de la porción horizontal 92.

Las fisuras que se extienden hacia arriba, que se muestran como 5a, y 5b, 5b', 5b'', 5b''', 5b^{iv} y 5b^v en la Fig. 4A, se crean a lo largo de la longitud de la porción horizontal 92 mediante inyección de un fluido a presión en una pluralidad de ubicaciones discretas espaciadas a lo largo de una longitud de dicha porción horizontal 92. El fluido a presión contiene un agente de soporte, o alternativamente un agente de soporte a partir de entonces se inyecta a presión dentro de dichas fisuras creadas y da dichas fisuras en condición de soporte. A partir de entonces, la tubería de inyección 55 se coloca en la porción horizontal 92 del pozo 90. La tubería de inyección 55 como un miembro de empaque accionable 93, tal como se muestra en la Fig. 6, situado próximo a un extremo distal de dicha tubería 55. El empacador accionable 93 está adaptado, cuando es accionado hidráulicamente por medio de presión en la tubería 55, para crear un sellado entre dicha tubería 55 y dicha porción horizontal 92.

En una realización del proceso que se muestra sucesivamente en las figuras 4A-4C, el empacador 93 y la tubería de inyección 55 se encuentra inicialmente en un lado del talón de una fisura más distal que se extiende hacia arriba 5a como se muestra en la Fig. 4A. El Fluido a presión 96 se inyecta en dicha tubería de inyección 55 con el fin de hacer que dicho fluido fluya al interior de dicha fractura más distal que se extiende hacia arriba 5a, y producir petróleo a la superficie que desemboca en una zona anular en dicho pozo a través de una fisura penúltima 5b adyacente a la fisura más distal que se extiende hacia arriba 5a.

A partir de entonces, el miembro de empaque 93 se desactiva, y la tubería 55 y el miembro de empaque 93 se mueven hacia el talón 99, como se muestra en la

Fig. 4B. El miembro de empaque 93 se vuelve a accionar a fin de crear un sello entre la tubería de inyección 55 y del pozo 90. Inyectar dicho fluido 96 se re-inicia con el fin de inyectar dicho fluido 96 dentro de dicha penúltima fisura que se extiende hacia arriba 5a', y producir petróleo que desemboca en dicha zona anular a través de una fisura 5b' adyacente a dicha penúltima fisura 5a' en un lado del talón de dicha penúltima fisura 5a.

Tal proceso se repite aún más, como se muestra en la Fig. 4C, y a partir de entonces, cada vez que progresivamente se convierten fisuras de producción sucesivas 5b'', 5b''', 5b^{iv} y 5b^v a respectivas fisuras de producción 5a'', 5a''', etc., hasta llegar a la parte del talón 99 de la porción horizontal 92, cuando los hidrocarburos en tal formación 6 se habrán recuperado sustancialmente.

Por supuesto, la inversa de dicho proceso también puede llevarse a cabo, para lograr sustancialmente el mismo resultado, progresivamente transportando y recuperando de la formación 6, desde un talón 99 a una base 100, y en efecto revertir la secuencia, como se muestra progresivamente en las figuras 4C-4A.

En tal realización, las fisuras 5a y 5b, 5b', 5b'', 5b''', 5b^{iv} y 5b^v se crean como antes, con la fisura 5a siendo la fisura más próxima a la parte de talón 99 (es decir, situado en el extremo proximal de la porción horizontal 92), y fisuras 5b, 5b', 5b'', 5b''', 5b^{iv} y 5b^v que se extienden respectivamente hacia la base 100.

En tal realización, cuando la tubería de inyección 55 se coloca, a lo largo con un empacador accionable 93 en la porción horizontal 92, como está posicionado en un lado de base de la fisura más proximal que se extiende hacia arriba 5a. El empacador 93 es accionado³, y fluido a presión 96 se inyecta en el tubo 55 y con ello causa el flujo hacia la fisura 5b, y, posiblemente, además las fisuras restantes 5b', 5b'', 5b''', 5b^{iv} y 5b^v. Los hidrocarburos que desembocan en una zona anular en dicha tubería intermedia del pozo 55 y del pozo 90 a través de dicha fisura más proximal 5a se producen a la superficie. A partir de entonces, el miembro de empaque 93 se desactiva, y se traslada con dicha tubería de inyección hacia la porción de base 100, donde el miembro de empaque 93 se vuelve a accionar. Fluido 96 se inyecta de nuevo las fisuras que se extienden hacia arriba remanentes 5b'', 5b''', 5b^{iv} y 5b^v y los hidrocarburos que desembocan en dicha zona anular a través de dicho fisura más proximal 5a y en una penúltima fisura más adyacente 5a', se producen a la superficie.

Tal proceso se repite más, y a partir de entonces, cada vez que se convierten progresivamente sucesivas fisuras de producción 5b'', 5b''', 5b^{iv} y 5b^v a las respectivas fisuras de producción 5a'', 5a''', etc., hasta llegar a la porción de base

³ En esta realización empacador 93 no es accionado por presión dentro de la tubería 55, sino más bien accionado a través de otros medios bien conocidos por los expertos en la técnica, tales como los métodos de bola de caída, que no sean necesarios para ser discutidos en el presente documento

100 de la porción horizontal 92 , cuando los hidrocarburos en dicha formación de 6 a continuación, se han recuperado sustancialmente.

En una segunda realización de la segunda variación del procedimiento de la presente invención mostrada en las figuras 5A-5C, de nuevo sólo un único pozo de inyección / producción 90 se perfora, y las fisuras que se extienden hacia arriba 5a y 5b se crean a lo largo de la longitud de la porción horizontal 92, como se muestra en la Fig. 5A, según la manera descrita anteriormente. La tubería de producción 55 tiene un extremo abierto 94 y un empacador accionable 93 sobre el mismo está situado en horizontal parte 92, con el miembro de empaque 93 situada próximo a una parte base 100, en un lado del talón de la fisura más distal que se extiende hacia arriba 5b, como se muestra en la Fig. 5A. El Miembro de empaque 93 es accionado para crear un sello entre la tubería 55 y el pozo 90, y el fluido 96 se inyecta en una zona anular intermedia a dicha tubería de producción 55 y dicho pozo 90 y de ese modo en una fisura 5a penúltima adyacente dicha fisura más distal que se extiende hacia arriba 5b, como se muestra en la Fig. 5A. Los hidrocarburos 95 que drenan en dicha porción horizontal 92 a través de dicha fisura más distal que se extiende hacia arriba 5b y que fluyen a partir de entonces en dicha tubería de producción a través de dicha abertura 94 en el mismo, se producen a la superficie. Después de que se desacelera la producción, miembro empacador 93 se de- acciona, y se traslada junto con tubería de producción 55 hacia la parte del talón 99, donde se vuelve a accionar. La inyección de fluido 96 se reanuda, como se muestra en la Fig. 5B, de modo que el fluido se inyecta de nuevo dentro de dicha zona anular de manera que ahora se inyecta en un fisura adyacente que se extiende hacia arriba 5a en un lado del talón de un de fisura penúltima 5b ', y produce petróleo que fluye al interior de dicha tubería de producción a través de dicha penúltima fisura.

El proceso anterior se repite aún más, como se muestra en la Fig. 5C y, posteriormente, convierte sucesivamente fisuras de inyección a fisuras de producción, siempre progresa en la dirección del talón 99 de la porción horizontal 92, hasta que la totalidad de la formación 6 ha sido expuesto a dicho proceso, y los hidrocarburos son recuperados utilizando dicho proceso de "transporte".

Una vez más, por supuesto, a la inversa de dicho proceso también se puede llevar a cabo de manera similar, para lograr sustancialmente el mismo resultado, progresivamente transportando y recuperando de la formación de 6, desde un talón 99 a la base 100, y en efecto la inversión de la secuencia, como se muestra progresivamente en las Figuras 5C-5A.

En tal realización, las fisuras 5a y 5b, 5b['], 5b["], 5b^{'''}, 5b^{iv} y 5b^v se crean como antes, con la fisura 5a siendo la fisura más próxima a la parte de talón 99 (es decir, situado en el extremo proximal de la porción horizontal 92), y fisuras 5b, 5b['], 5b["], 5b^{'''}, 5b^{iv} y 5b^v que se extienden respectivamente hacia la base 100.

La tubería de inyección 55 que tiene un empacador accionable 93 en la misma y una abertura 94 en un extremo distal del mismo, se ubica en la porción horizontal 92, próximo a la porción de talón 99. El empacador 93 es accionado⁴, para crear un sello entre dicha tubería 55 y dicho pozo 90, en un lado de base de la fisura que se extiende hacia arriba más próxima 5a. El Fluido 96 en una zona anular intermedia a dicha tubería de producción 55 y dicho pozo 90 y con ello inyectado en dicho fisura más proximal 5a, y la producción de hidrocarburos que desembocan en dicho pozo a través de dicha fisura remanente que se extiende hacia arriba 5b y que a partir de entonces fluir hacia dicho tubería de producción 55 a través de dicha abertura 94 en el mismo. El proceso se repite sucesivamente por de- accionamiento del miembro de empaque 93 y se mueve dicho miembro de empaque 93 y la producción de la tubería 55 hacia dicha parte de base 100, volviendo a accionar dicho miembro de empaque 93 y re-instituyendo la inyección de dicho fluido 96 dentro de dicha zona anular con el fin de inyectar dicho fluido 96 en una penúltima fisura que se extiende hacia arriba en un lado del talón de dicha fisura más proximal 5a, y producción de petróleo que desemboca en dicha tubería de producción a través de una fisura que queda adyacente.

El proceso anterior se repite más, convirtiendo sucesivamente fisuras de producción a fisuras de inyección, siempre que progresa en la dirección de la base 100 de la porción horizontal 92, hasta que la totalidad de la formación de 6 ha sido expuesta a dicho proceso, y los hidrocarburos son recuperados utilizando dicho proceso de "transporte".

En otra realización, el método de la presente invención comprende el uso de empacadores de tubería dual 12a, 12b y un solo pozo de producción / inyección 90 para lograr inyectar fluido fisuras verticales espaciadas en forma alterna 5a y una mayor recuperación de petróleo de fisuras de recuperación espaciadas en forma alterna 5b en la formación 6, y que dicho método alternativo utilizando empacadores de tubería dual 12a, 12b se muestra esquemáticamente en la Fig. 12.

Una vista ampliada de la empacadores de doble tubería 12a, 12b utilizados en este método en particular se muestra en la Fig. 11.

⁴ En esta realización empacador 93 no es accionado por presión dentro de la tubería 55, sino más bien accionado a través de otros medios bien conocidos por los expertos en la técnica, tales como los métodos de bola de caída, que no sean necesarios para ser discutidos en el presente documento

Como puede verse en la Fig. 12, el método de la presente invención para la recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea 6 usando inyección de fluido en fracturas hidráulicas alternas 5a, 5b creado en la formación 6, utilizando los empacadores de doble tubería 12a, 12b, comprende las etapas de en primer lugar, la perforar un solo pozo de inyección / producción 90 en la formación 6, que tiene una porción vertical 91 y una porción horizontal inferior 92 que se extiende horizontalmente hacia fuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical 91.

A partir de entonces, en una realización de tal método, una serie de fisuras alternas que se extienden hacia arriba paralelas 5a, 5b, respectivamente, se crean a lo largo de la porción horizontal 92 de dicho pozo de inyección / producción 90 por métodos de fractura hidráulica conocidos, tales como la inserción de una serie de empacadores 9, para de este modo crear secciones espaciadas 7,8 de la porción horizontal 92 y permitir el suministro de fluido de fracturación a presión a dichas secciones aisladas 7,8 a fin de crear fisuras alternas que se extienden hacia arriba 5a, 5b del mismo a distancias conocidas espaciadas a lo largo de una longitud de porción horizontal 92 del pozo de inyección / producción 90.

A partir de entonces, si los empacadores de doble tubería 12a, 12b se utilizaron, pueden entonces ser reutilizados, o alternativamente si no se utilizan, una espiral de tubería de doble 10,11 que empacadores de tubería dual 12a , 12b espaciados largo de la misma puede ser insertado en el pozo horizontal 92 que ubiquen a una pluralidad de empacadores 12a,12b teniendo cada uno tubería dual 10, 11 que pasa a través del mismo y acoplados entre sí mediante el acoplamiento de las roscas macho 13 en cada uno de los tubos dobles 10, 11 que pasa a través del empacador 12a acoplado a y insertado en rosca en acoplamientos 14 en el empacador 12b, y ubicar los mismos a lo largo de dicha longitud de dicha porción horizontal 92 de dicho pozo de inyección / producción 90 y espaciando alternativamente dichos empacadores 12a, 12b entre dichas fisuras que se extienden hacia arriba 5a, 5b a lo largo de dicha longitud como se muestra en la Fig. 12 por lo tanto dividiendo dicha longitud en regiones de inyección de fluido espaciadas de forma alterna 7 y regiones de recuperación de fluidos 8. Una tubería 11 de empacadores de tubería dual 12a, 12b tiene perforaciones 15 en ella fisuras espaciadas de forma alterna opuestas 5a en las regiones de inyección 7, y el otro de dicha tubería dual 10 tiene perforaciones 21 en las mismas fisuras espaciadas de forma alterna opuestas remanentes 5b en las regiones de recuperación 8.

Un fluido a presión se inyecta entonces en uno de dichas tuberías duales, a saber, la tubería de inyección 10 y de ese modo, a través de aberturas 15 en la misma se inyecta en dichas regiones de inyección de fluido 7 y por lo tanto en fisuras espaciadas de forma alterna las 5a a lo largo de dicha longitud de dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección / producción. Al mismo tiempo, o posteriormente, hidrocarburos que drenen hacia dichas zonas de recuperación de fluidos alternativamente espaciadas 8 a través de otras fisuras alternativamente espaciadas 5b y por tanto en dicha otra de dichas tuberías duales 10 a través de aberturas 21 en ella se bombean / producen a la superficie.

La Fig. 13 muestra un método previo (insatisfactorio) de recuperación de petróleo (no el sujeto de la presente invención), en el que todas las fisuras 5b son utilizados para la producción. Específicamente, la Fig. 13 es una representación esquemática ampliada de una parte de una formación 1 entre dos series de fracturas 5b creadas a lo largo de la longitud del pozo de producción 77, utilizando sólo la recuperación de petróleo primaria, con lo cual la recolección es de todas las fisuras/fracturas 5b. En dicho método, se proporcionan dos (2) planos de producción de permeabilidad a baja presión 75, en el que el petróleo caliente puede drenar hacia abajo dentro del pozo de producción 77 para producción a la superficie. Debido a la falta de transporte de fluido, y en particular un transporte de fluido entre fracturas alternativamente espaciadas adyacentes 5b, sólo vectores pequeños de flujo de fluidos 78, 79 son creados por el petróleo que fluye en las fracturas de producción 5b. Desventajosamente, en formaciones "compactas" una porción significativa 1a de la formación 1, a saber el volumen rodeado por la banda gris "X", continúa poseyendo bitumen atrapado (no recuperados) que permanece no recuperado por dicho proceso.

En comparación, la Fig. 14 muestra una representación esquemática ampliada similar de una parte 1a de una formación 1, utilizando un método de recuperación de petróleo de la presente invención.

Específicamente, la Fig. 14 representa un método donde fracturas de inyección espaciadas de forma alterna 5a y fracturas de producción 5b están posicionados a lo largo de una longitud de un pozo de producción 77. Un plano de inyección 76, creada a partir de fluidos tales como diluyentes, vapor caliente, CO₂, o agentes de reducción de viscosidad, se inyecta en fracturas de inyección 5a. Tal fluido transporta bitumen dentro de la porción 1a de la formación 1 en la dirección única de los vectores de flujo de fluido 78 a saber, hacia fisuras de producción 5b, que forma de este modo un plano de producción de alta

permeabilidad (baja presión) 75 dentro del yacimiento 1a, lo que permite que el bitumen drene hacia dentro al pozo de producción 77 para la producción a la superficie. Ventajosamente, para las formaciones "compactas", utilizar dicho método de la Fig. 14, y en contraste con el método de la Fig. 13, el bitumen es impulsado (barrido) desde sustancialmente todo el volumen de la porción 1a de la formación 1, y en particular de un mayor volumen de formación 1 que el volumen de la formación que se drena en la Fig. 13, aumentando así la eficiencia de producción desde un volumen dado de formación 1 en comparación con el método representado en la Fig 13.

Ejemplos

Con el fin de demostrar la eficacia de los métodos de la presente invención sobre la técnica anterior, al menos con respecto a la primera variación utilizando dos pozos separados en comparación con la técnica anterior, se llevaron a cabo cuatro (4) casos de simulaciones numéricas utilizando software de modelado de yacimientos STARS del Grupo de Modelamiento por Computador a partir de un modelo estándar CMG modificado, con los parámetros de la Tabla 1 a continuación:

Tabla 1. - parámetros de simulación numérica

Yacimiento	Valor	Unidades
Temperatura	73	Grados celsius
Presión	17000	kPa
Presión de inyección máxima segura	23000	kPa
Permeabilidad horizontal	0,50	mD
Permeabilidad vertical	0,05	mD
Saturación del petróleo	50	%
Saturación de agua	50	%
Permeabilidad de la fractura	2000	mD
Densidad del petróleo	45	Grados API
Razón gas-petróleo	64	Disuelto en petróleo
Parámetros del modelo		
Tamaño del bloque de rejilla i,j,k	1,5,1	metros
Cantidad de bloques de rejilla i,j,k	200,10,40	Número
Volumen del modelo completo	1.6E06	Metros cúbicos
Presión del orificio del fondo	100	kPa

Se supuso petróleo ligero en un yacimiento "compacto" genérico, y el modelo emplea un elemento de simetría que representa $\frac{1}{4}$ del yacimiento afectado.

Resultados de la prueba

Figs. 9 y 10 muestran las tasas de producción de petróleo y de los factores de recuperación de petróleo, respectivamente, con el tiempo, para diversas realizaciones de la presente invención en comparación con el método de recuperación "primaria" del arte previo que usa producir todas las fisuras creadas.

En Cuanto a la Fig. 9, Fig. La figura 9 muestra la tasa de producción de petróleo para diversas configuraciones de la siguiente manera:

la curva (a) - representa la tasa de producción de petróleo para el método de producción primaria usando la producción de cada uno de los dos pozos perforados (es decir, de todas las fisuras creadas en la formación) con el tiempo, durante el período de 11 años (es decir, 4015 días);

la curva (b) - representa la tasa de producción de petróleo para la segunda realización de la presente invención como una función del tiempo (días), a saber, la producción primaria de todas las fisuras creadas durante un período de 2 años, seguido de inyección de gas en cada fisura de forma alterna y producción de las fisuras restantes, en los 9 años restantes;

la curva (c) - representa la tasa de producción de petróleo para la primera realización de la presente invención como una función del tiempo (días), a saber, inyección de gas en cada fisura de forma alterna y producción de las fisuras restantes, durante el período de 11 años; y

la curva (d) - representa la tasa de producción de petróleo para la segunda realización de la presente invención como una función del tiempo (días), a saber, la producción primaria de todas las fisuras creadas durante un período de 2 años, seguido de inyectar agua en cada fisura de la forma alterna y producir las fisuras restantes, durante los 9 años restantes.

En cuanto a la Fig. 10:

La curva (a) – representa el % OOIP de petróleo para el método de producción primaria utilizando producción de cada uno de los dos pozos perforados (es decir, de todas las fisuras creadas en la formación) con el tiempo, durante el período de 11 años (es decir, 4015 días);

La curva (b) - representa el % OOIP para la segunda realización de la presente invención como una función del tiempo (días), a saber, la producción primaria de todas las fisuras creadas durante un período de 2 años, seguido de inyección de

gas en cada fisura de forma alterna y la producción de las fisuras restantes, en los 9 años restantes;

La curva (c) - representa el % OOIP para la primera realización de la presente invención como una función del tiempo (días), es decir, inyección de gas en cada fisura de forma alterna y producción de las fisuras restantes, durante el período de 11 años; y

La curva (d) – representar la tasa de producción de petróleo para la segunda realización de la presente invención como una función del tiempo (días), a saber, producción de la ½ de las fisuras, con el resto de fisuras alternas que se inyectan con agua.

Como puede verse en la Fig . 9, la tasa de producción de producción primaria de petróleo [curva (a)] se cae muy rápidamente. Después de 3 años, la tasa de producción [curva (a)] es sólo 2 m3/d con un factor de recuperación (de la Fig. 9) del 10,5%, que es un nivel no económico. El factor de recuperación de 10 años (ver Fig. 9) sólo es 13,3%.

Sin embargo, si el gas se inyecta en la forma de la presente invención, a saber, en las fracturas alternativamente espaciadas, después de 2 años de producción primaria de petróleo, mientras se mantiene la presión de inyección por debajo del nivel máximo de seguridad (no fractura) de 23.000 kPa, como puede verse a partir de la curva (c) de la fig. 9, un aumento de producción de petróleo se produce.

La Tabla 2 a continuación resume otros resultados en las pruebas anteriores, incluyendo %OOIP obtenido de la figura 10 por periodos arbitrarios de tiempo de 3 años y 11 años, con respecto a los cuatro (4) configuraciones diferentes, (i) "Primario", es decir, producción de todas las fisuras, sin inyección de fluido en las fisuras alternas; (ii) "Gas", es decir, producción de la ½ las fisuras, con el resto de las fisuras que alternan siendo inyectadas con gas; (iii) "Primario luego Gas", que significa la producción inicial de todas las fisuras, seguida por producir ½ las fisuras, con el resto de las fisuras alternas inyectadas con gas; y (iv) "agua", es decir, producción de ½ las fisuras, con el resto de las fisuras alternas que se inyecta con agua.

Tabla 2.

	Primario	Gas	Primario luego gas	agua
Factor de recuperación de 3 años, %OOIP	10,5	23,0	14,6	17,1
Factor de recuperación de 11 años, %OOIP	13,2	40,7	39,2	39,2

11 años, %OOIP				
Tasa de gas acumulativa, inyectado, Sm3	-	60,3E06	48,8E06	-
Agua acumulativa inyectada, m3	-	-	-	43,244

* Producción de todas las fisuras (No forma parte de esta invención)

** dos años de producción primaria seguido de 9 años de inyección de gas

Cuando el gas se inyecta desde el principio [Curva (b)], en lugar de después de 2 años de producción primaria de petróleo, las tasas de producción de petróleo pico se producen aproximadamente 480 días (es decir, 1,3 años) antes, lo cual es beneficioso en relación con el valor del dinero [comparar curva (b) y curva (c)]. Sin embargo, el inicio retardado de inyectar gas tiene sólo un efecto modesto en el factor de recuperación de petróleo, ya que después de once años, como se ve en la Fig. 10 y en la Tabla 2, la diferencia en el factor de recuperación de petróleo (% OOIP) es relativamente menor, es decir, sólo el 1,5% [es decir, 40,7% para la curva (b) en comparación con 39,2% para la curva (c)].

De manera significativa, como se ve desde la Fig. 10 y en la Tabla 2 anterior, usando el proceso de recuperación de petróleo de transporte de fluido de la presente invención, ya sea en la primera realización usando inyección inmediata de gas en las fisuras del pozo de inyección y producción a partir de las fisuras del pozo de producción (es decir, la curva (b) de Fig.8), o de la segunda realización que utiliza la producción inicial de todas las fisuras por un período de dos años es seguido posteriormente por inyección desde el pozo de inyección y producción desde el pozo de producción [es decir, la curva (c) de la figura 8] después de 11 años cada uno proporciona un alto factor de recuperación de petróleo de aproximadamente 40%.

Por el contrario, de nuevo con referencia a la Fig. 10, con el método de producción primario del arte previo que comprende producción de cada uno del pozo de producción y pozo de inyección, es decir, de todas las fisuras creadas a lo largo de dos pozos (es decir, la curva (a) de la figura 10), después de 11 años de tales métodos meramente produce un factor de recuperación de petróleo de 13,2%.

Por consiguiente, en el escenario de modelado, el uso de la presente invención ha sido capaz de aumentar la recuperación de % OOIP en una cantidad de aproximadamente 26% (es decir 39,2% - 13,2%).

La descripción anterior representa realizaciones de la invención mencionada en las reivindicaciones. En la descripción precedente, con fines de explicación, numerosos detalles se exponen con el fin de proporcionar una comprensión completa de las realizaciones de la invención. Sin embargo, será evidente que estos y otros detalles específicos no están obligados a ser especificados en el presente documento a fin de que una persona experta en la técnica ponga en práctica la invención

El alcance de las reivindicaciones no debe ser limitado por las realizaciones preferidas establecidas en los ejemplos anteriores, pero 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 proceso para la recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea utilizando las fracturas hidráulicas que se convierten en canales de inyección y producción dentro de dicha formación, que comprende los pasos de:
 - (i) Perforar un pozo de inyección que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extienden horizontalmente hacia fuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical;
 - (ii) Perforar un pozo de producción que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extienden hacia fuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical, en el que dicha porción horizontal de dicho pozo de producción está situado en paralelo a dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección;
 - (iii) fracturar la formación a lo largo de cada uno de dichos pozos de producción y pozo de inyección y crear una pluralidad de fisuras que se extienden hacia arriba que se extienden hacia arriba desde, y situado a lo largo de una longitud de, dicha porción horizontal de cada uno de dichos pozo de inyección y pozo de producción, dichas fisuras que se extienden hacia arriba creadas a lo largo de dicho pozo de inyección alternando así mutuamente a lo largo de dicha longitud horizontal del mismo con fracturas que se extienden hacia arriba situadas a lo largo de dicho pozo de producción;
 - (iv) inyectar un fluido a presión dentro de dicho pozo de inyección y por lo tanto dentro de dichas fisuras por encima de dicho pozo de inyección y de allí a dicha formación presurizando de ese modo dicha formación y causando que dichos hidrocarburos dentro de dicha formación sean impulsados en dichas fisuras por encima de dicho pozo de producción, y drenar hacia abajo en la misma en dicha porción horizontal de dicho pozo de producción; y
 - (v) producir dichos hidrocarburos que se acumulan en dicha porción horizontal de dicho pozo de producción hasta la superficie.
2. El proceso como se reivindica en la reivindicación 1, en el que dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección está situado próximo a, pero lateralmente separado de, dicha porción horizontal de dicho pozo de producción.
3. El método como se reivindica en la reivindicación 1, en el que la etapa (iii) que comprende la fractura de la formación comprende inyectar un fluido a presión en cada uno de dichos pozo de producción y pozo de inyección, en una pluralidad de ubicaciones discretas a lo largo de una longitud de cada una de dicha porción horizontal de cada una de dichos pozo de producción y pozo de inyección, en el que dichas ubicaciones discretas en dicho pozo de producción corresponden en lo esencial en número a dicho ubicaciones discretas en dicho pozo de inyección y en el que dichas ubicaciones discretas y cada una de dichas respectivas

fisuras que se extienden hacia arriba a lo largo de dicho pozo de inyección están en espaciamiento lineal en alternancia y sustancialmente en relación mutuamente adyacentes con las correspondientes respectivas fisuras que se extienden hacia arriba a lo largo de dicha porción horizontal de dicho pozo de producción.

4. El método como se reivindica en la reivindicación 3, que comprende además las etapas, después de dicha etapa de inyectar un fluido a presión para fracturar la formación, de:

detener, por un momento, la inyección de fluido dentro de dicho pozo de inyección, y recolectar los hidrocarburos que entran a dichas fisuras y que drenan hacia abajo dentro de dicho pozo de inyección y pozo de producción y producir dichos hidrocarburos a la superficie;

en producir hidrocarburos de la formación reduciendo la velocidad a una tasa inaceptable, continuando con los pasos (iv) - (v) de la reivindicación 1.

5. El proceso para la recuperación de hidrocarburos según la reivindicación 1 o 3, en el que dicho fluido a presión contiene un agente de soporte, o después de dicho de fracturar la formación inyectar un agente de soporte a presión en dichas fisuras creadas, para dar dichas fisuras en una condición apoyada.

6. El proceso para la recuperación de hidrocarburos como se reivindica en la reivindicación 1:

(i) en el que en dicha etapa de perforar dicho pozo de inyección dicha porción horizontal se extiende horizontalmente hacia fuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical a lo largo de una porción inferior de la formación;

(ii) el que en dicha etapa de perforar dicho pozo de producción dicha porción horizontal de dicho pozo de producción está situada próximo a, paralela a, y separada de, dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección;

(iii) utilizar tubería de inyección, que tienen a lo largo de la misma una pluralidad de tapones separados entre sí dentro de una longitud de dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección, dicha tubería de inyección que tiene más aberturas o aberturas que pueden abrirse pares intermedios de dichos tapones espaciados situados en ubicaciones en que dichas fracturas que se extienden hacia arriba están situadas a lo largo de dicho pozo de inyección, e inyectar dicho fluido a presión dentro de dicha tubería de inyección y en dichas fisuras que se extienden a lo largo de dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección;

(iv) utilizar tubería de producción, teniendo largo de la misma una pluralidad de tapones separados entre sí de manera similar según dichos tapones a lo largo de la tubería de inyección, dicha tubería de producción tiene además aberturas, o aberturas que pueden abrirse, pares intermedios de dichos tapones

espaciados, a lo largo de una longitud de dicha porción horizontal de dicho pozo de producción, en el que dichas aberturas en dicha tubería de producción están posicionados en alineación alterna y no-lateral con dichas aberturas situadas en dicha tubería de inyección;

(v) recoger de dichos hidrocarburos de formación en dicha tubería de producción que fluyen dentro de dichas fisuras y que drenan hacia abajo dentro de dicha tubería de producción a través de dichas aberturas en el mismo; y

(vi) producir los hidrocarburos que se colectan en dicha tubería de producción a la superficie

7. El proceso como se reivindica en la reivindicación 6, en el que:

(a) la etapa (i) comprende además la etapa de insertar y cementar un revestimiento en el pozo de inyección;

(b) y la etapa (ii) comprende además la etapa de insertar y cementar un revestimiento en dicho pozo de producción;

(c) adicionar una etapa, después de la etapa (ii), de crear perforaciones en dicho revestimiento y cemento en cada una de dichas porciones horizontales de dichos pozos de producción e inyección, en una pluralidad de asignaciones discretas largo de la misma, en el que dichas ubicaciones discretas en dicho pozo de producción son aproximadamente iguales en número pero linealmente alternan con dichas correspondientes perforaciones creadas en dicho revestimiento en dicho pozo de inyección.

8. Un proceso para la recuperación de hidrocarburos a partir de una formación subterránea que utiliza las fracturas hidráulicas como canales alternados de inyección y de producción, respectivamente, que comprende las etapas de:

(i) perforar un pozo de inyección, que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extienden horizontalmente hacia fuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical;

(ii) insertar la tubería, que tiene a lo largo de la misma una pluralidad de tapones separados entre sí, dentro de una longitud de dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección, dicha tubería teniendo además aberturas o aberturas que pueden abrirse pares intermedios de dichos tapones separados entre sí;

(iii) perforar un pozo de producción próximo a dicho pozo de inyección, que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extiende hacia fuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical, en el que dicha porción horizontal de dicho pozo de producción está situado próximo a, paralelo a, y separado de, dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección;

(iv) insertar la tubería, que tiene a lo largo de la misma una pluralidad de tapones espaciados de manera similar como por dichos tapones en dicho pozo de

inyección, dicha tubería teniendo además aberturas, o aberturas que se pueden abrir, en ubicaciones pares intermedios de dichos tapones espaciados, a lo largo de una longitud de dicha porción horizontal de dicho pozo de producción, en el que dichas aberturas en dichos tubos en dicho pozo de producción se sitúan en alineación no lateral con dichas aberturas en dicho pozo de inyección;

(v) ajustar, si es necesario, dichos tapones en cada una de dichas respectivas porciones horizontales de dicho pozo de inyección y dicho pozo de producción con el fin de evitar el flujo de fluido a lo largo de un paso anular entre dicha tubería y dichos pozo de producción y pozo de inyección, respectivamente ;

(vi) inyectar dentro de dicho pozo de inyección, un fluido bajo presión y hacer que dicho fluido fluya al interior de dicha formación a través de dichas aberturas en dicha tubería en el mismo, a fin de crear fisuras que se extienden hacia arriba en cada una de dichas aberturas lo largo de dicho pozo de inyección;

(vii) inyectar en dicho pozo de producción, un fluido bajo presión y hacer que dicho fluido fluya al interior de dicha formación a través de dichas aberturas en dicha tubería en el mismo, a fin de crear fisuras se extienden hacia arriba en cada una de dichas aberturas lo largo de dicho pozo de producción;

(viii) después de la etapa (vi) recoger, a través de dicha tubería en dicha porción horizontal de dicho pozo de producción y dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección, dichos hidrocarburos que fluyen en dichas fisuras y que drenan hacia abajo dentro de dicha tubería en dicho pozo de producción y dicho pozo de inyección;

(ix) después de un período de tiempo y cuando producir dicho pozo de producción y dicho pozo de inyección disminuye a una tasa insatisfactoria, inyectar un fluido dentro de dicho pozo de inyección y en dichas fisuras que se extienden hacia arriba a lo largo de dicho pozo de inyección; y

(x) continuar recogiendo, a través de dicha porción horizontal de dicho pozo de producción, dichos hidrocarburos que fluyen en dichas fisuras por encima de dicho pozo de producción y que drenan hacia abajo dentro de dicha tubería en dicho pozo de producción.

9. El proceso como se reivindica en la reivindicación 1 o 8, en el que el hidrocarburo es petróleo o gas.

10. El proceso como se reivindica en la reivindicación 1 o 8, en el que el hidrocarburo es metano y el fluido es CO₂.

11. El proceso como se reivindica en la reivindicación 1 o 8, en el que el fluido es miscibles o inmisible en el hidrocarburo.

12. El proceso como se reivindica en la reivindicación 1 o 8, en el que el fluido es un gas o un líquido.

13. El proceso como se reivindica en la reivindicación 1, en el que el fluido contiene oxígeno, para su uso en un proceso de combustión in-situ.
14. El proceso como se reivindica en la reivindicación 1 o 8, en el que el fluido comprende gases y / o líquidos.
15. El proceso como se reivindica en la reivindicación 1 o 8, en el que gas y líquido se inyectan alternativamente o conjuntamente en dichas fisuras por encima de dicho pozo de inyección.
16. El proceso como se reivindica en la reivindicación 1 o 8, en el que dicho fluido es vapor de agua.
17. Un proceso para la recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea que utiliza inyección de fluido en las fracturas alternadas y producción de fracturas que permanecen alternativamente espaciados, que comprende las etapas de:
 - (i) perforar un pozo de inyección / producción, que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extiende horizontalmente hacia afuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical, dicha porción horizontal que tiene una porción de talón próxima a dicha porción vertical, y una porción de base próxima a un extremo distal de dicha porción horizontal;
 - (ii) crear fisuras que se extienden hacia arriba en la formación a lo largo de dicha porción horizontal mediante inyección de un fluido a presión en una pluralidad de posiciones separadas discretas a lo largo de una longitud de dicha porción horizontal;
 - (iii) dicho fluido a presión contiene un agente de soporte, o después de la etapa (ii) anterior inyectar un agente de soporte bajo presión en dichas fisuras creadas, para dar dichas fisuras en una condición de soporte; y
 - (iv) posicionar la tubería de inyección al interior de dicho pozo, dicha tubería de inyección tiene un miembro de empaque accionable próximo a un extremo distal de dicha tubería adaptado cuando es accionado para crear un sello entre dicha tubería y dicho pozo, y situar dicho miembro de empaque y la tubería de inyección dentro de dicho pozo en un lado de talón de la fisura más distal que se extiende hacia arriba;
 - (v) inyectar dicho fluido a presión, o inyectar otro fluido, dentro de dicha tubería de inyección a fin de hacer que dicho fluido fluya al interior de dicha fisura más distal que se extiende hacia arriba, y producir petróleo a la superficie que fluye en una zona anular en dicho pozo a través de una penúltima fisura adyacente dicha fisura más distal que se extiende hacia arriba;
 - (vi) desactivar dicho miembro de empaque y mover dicho miembro de empaque y la tubería de inyección hacia dicha porción vertical, y volver a instituir la

inyección de dicho fluido para inyectar dicho fluido en dicha penúltima fisura que se extiende hacia arriba, y producir petróleo que fluye dentro de dicha zona anular a través de una fisura adyacente a dicha penúltima fisura en un lado de talón de dicha penúltima fisura.

18. Un proceso para recuperar hidrocarburos de una formación subterránea utilizando inyección de fluido en fracturas espaciadas alternadamente y producir permanecer fracturas alternativamente espaciados, que comprende las etapas de:

(i) perforar un pozo de inyección / producción, que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extienden horizontalmente hacia afuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical, dicha porción horizontal que tiene una porción de talón próxima a dicha porción vertical, y una porción de base próxima a un extremo distal de dicha porción horizontal;

(ii) crear fisuras que se extienden hacia arriba en la formación a lo largo de dicha porción horizontal por inyectar un fluido a presión en una pluralidad de ubicaciones espaciadas discretas a lo largo de una longitud de dicha porción horizontal;

(iii) dicho fluido a presión contiene un agente de soporte, o después de la etapa (ii) anterior inyectar un agente de soporte bajo presión dentro de las fisuras creadas dicho, para dar dichas fisuras en una condición de soporte; y

(iv) posicionar la tubería de inyección al interior de dicho pozo, dicha tubería de inyección tiene un miembro de empaque accionable próximo a un extremo distal de dicha tubería adaptado cuando es accionado para crear un sello entre dicha tubería y dicho pozo, y situar dicho miembro de empaque y la tubería de inyección dentro de dicho pozo en un lado de base de la fisura más proximal que se extiende hacia arriba;

(v) accionar dicho miembro de empaque e inyectar dicho fluido a presión, o inyectar otro fluido, dentro de dicha tubería de inyección para provocar que dicho fluido fluya en una o más de las fisuras restantes que se extienden hacia arriba, y producir petróleo a la superficie que fluye en una zona anular en dicho pozo a través de dicha fisura más proximal;

(vi) de-accionar dicho miembro de empaque y mover dicho miembro de empaque y la tubería de inyección hacia dicha porción de base, re-activar dicho miembro de empaque y re-instituir inyectar dicho fluido, y inyectar dicho fluido hacia las fisuras restantes que se extienden hacia arriba, y producir petróleo que fluye en dicha zona anular a través de dicha fisura más próxima y una penúltima fisura adyacente más.

19. Un proceso para la recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea que utiliza inyectar fluido en las fracturas alternadas y producir a partir de fracturas alternativamente espaciados, que comprende las etapas de:

(i) perforar un pozo de inyección / producción, que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extienden horizontalmente hacia afuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical, dicha porción horizontal que tiene una porción de talón proximal de dicha porción vertical, y una porción de base próximo a un extremo distal del mismo;

(ii) crear fisuras que se extienden hacia arriba en la formación a lo largo de dicha porción horizontal inyectando un fluido a presión a una pluralidad de ubicaciones discretas separadas a lo largo de una longitud de dicha porción horizontal;

(iii) dicho fluido a presión contiene un agente de soporte, o después de la etapa (ii) anterior inyectar un agente de soporte bajo presión en dichas fisuras creadas, para dar dichas fisuras en una condición de soporte; y

(iv) posicionar la tubería de producción dentro de dicho pozo, dicha tubería de producción tiene una abertura y un miembro de empaque accionable sobre el mismo próximo a un extremo distal del mismo adaptado cuando es accionado para crear un sello entre dicha tubería y dicho pozo, y situar dicho miembro de empaque próximo a una porción de base de dicho pozo en un lado de talón de una fisura más distal que se extiende hacia arriba;

(v) accionar dicho miembro de empaque y inyectar dicho fluido a presión, o inyectar otro fluido, en una zona anular intermedia dicha tubería y dicho pozo de producción y de ese modo inyectar dicho fluido en una penúltima fisura adyacente dicha fisura que se extiende hacia arriba más distal, y producir hidrocarburos a través de dicha tubería de producción que drene en dicho pozo a través de dicha fisura que se extiende hacia arriba más distal y que fluyen entonces en dicha tubería de producción a través de dicha abertura de los mismos;

(vi) de-accionar dicho miembro de empaque y mover dicho miembro de empaque y tubería de producción hacia dicha porción de talón, re- accionar dicho miembro de empaque y re-instituir la inyección de dicho fluido dentro de dicha zona anular para inyectar dicho fluido en una fisura adyacente que se extiende hacia arriba en un lado del talón de dicha penúltima fisura, y producir petróleo que desemboca en dicha tubería de producción a través de dicha penúltima fisura.

20. Un proceso para la recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea que utiliza inyectar fluido en las fracturas alternadas y producir a partir de fracturas alternativamente espaciadas, que comprende las etapas de:

(i) perforar un pozo de inyección / producción, que tiene una porción vertical y una porción horizontal que se extienden horizontalmente hacia afuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical, dicha porción horizontal que tiene una porción de talón proximal de dicha porción vertical, y una porción de base próxima a un extremo distal de la misma;

(ii) crear fisuras que se extienden hacia arriba en la formación a lo largo de dicha porción horizontal inyectando un fluido a presión a una pluralidad de ubicaciones discretas separadas a lo largo de una longitud de dicha porción horizontal;

(iii) dicho fluido a presión que contiene un agente de soporte, o después de la etapa (ii) anterior inyectar un agente de soporte bajo presión en dichas fisuras creadas, para dar dichas fisuras en una condición de soporte; y

(iv) posicionar la tubería de producción dentro de dicho pozo, dicha tubería de producción tiene una abertura y un miembro de empaque accionable sobre el mismo próximo a un extremo distal del mismo adaptado cuando es accionado para crear un sello entre dicha tubería y dicho pozo, y situar dicho miembro de empaque próximo a una porción de talón de dicho pozo en un lado de base de una fisura más proximal que se extiende hacia arriba;

(v) accionar dicho miembro de empaque y inyectar dicho fluido a presión, o inyectar otro fluido, en una zona anular intermedia dicha tubería y dicho pozo de producción y de ese modo inyectar dicho fluido en una a fisura adyacente más próxima, y producir hidrocarburos a través de dicha tubería de producción que drene en dicho pozo a través de dicha fisura que se extiende hacia arriba remanente y que fluye entonces en dicha tubería de producción a través de dicha abertura de los mismos;

(vi) de-accionar dicho miembro de empaque y mover dicho miembro de empaque y tubería de producción hacia dicha porción de base, re- accionar dicho miembro de empaque y re-instituir la inyección de dicho fluido dentro de dicha zona anular para inyectar dicho fluido en una penúltima fisura que se extiende hacia arriba en un lado del talón de dicha fisura más proximal, y producir petróleo que fluye en dicha tubería de producción a través de dicha fisura remanente adyacente.

21. Un proceso para la recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea que utiliza inyectar fluido en las fracturas alternadas y producir a partir de fracturas alternativamente espaciadas, usando empacadores de tubería dual que comprende las etapas de:

(i) perforar un pozo de inyección / producción en dicha formación, que tiene una porción vertical y una porción horizontal inferior que se extienden horizontalmente hacia afuera desde un extremo inferior de dicha porción vertical;

(ii) fracturar la formación a lo largo de dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección/producción y crear una pluralidad de fisuras que se extienden hacia arriba que se extienden hacia arriba, y situada a lo largo de una longitud de, dicha porción horizontal;

(iii) ubicar una pluralidad de empacadores cada uno con tubería dual a lo largo de la longitud de dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección / producción y el espaciando alternativamente dichos empacadores entre dichas fisuras que se extienden hacia arriba a lo largo de dicha longitud dividiendo de ese modo dicha longitud en regiones de inyección de fluido espaciadas alternativamente y regiones de recuperación de fluido, uno de dicha tubería dual que tiene perforaciones en ella fisuras opuestas espaciadas alternadamente y la otra de dicha tubería dual que tiene perforaciones en ella fisuras opuestas espaciadas alternadamente remanentes;

(iv) inyectar un fluido a presión en una de dichas tubería duales y por lo tanto inyectar fluido a presión en dichas regiones de inyección de fluido y por lo tanto en fisuras espaciados alternadamente a lo largo de dicha longitud de dicha porción horizontal de dicho pozo de inyección / producción; y

(v) Producir dichos hidrocarburos que drenan hacia dichas regiones de recuperación de fluidos espaciadas alternativamente a través de otras fisuras alternativamente espaciadas desde otra dicha tubería dual.

ASSIGNMENT

TRASPASO

The undersigned **CONRAD AYASSE**

Los abajo firmados **CONRAD AYASSE**

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

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

hereby state under oath to be sole and true inventor of
IMPROVED HYDROCARBON RECOVERY
PROCESS EXPLOITING MULTIPLE INDUCED
FRACTURES

declaramos bajo juramento ser únicos y verdaderos
inventores de PROCESO DE RECUPERACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEJORADO EXPLOTANDO
MÚLTIPLES FRACTURAS INDUCIDAS

International Application No.: PCT/CA2014/050621

Solicitud Internacional No.: PCT/CA2014/050621

State, as well that assign, without reservations or
limitation, in favor of

IOR CANADA LTD.

Declaramos así mismo que cedemos y transferimos
sin reserva ni limitación, a favor de

IOR CANADA LTD.

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

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

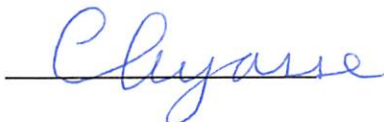
domiciled at # 24, 4807 - 32 Street SE, Calgary,
Alberta, T2B 2X3, CANADA

domiciliada en 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.

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

Name: **CONRAD AYASSE**

Signature: 

Date: Dec 17, 2015

PATENT COOPERATION TREATY

From the
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

PCT

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

(PCT Rule 43bis.1)

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

Date of mailing (day/month/year)	29 September 2014 (29-09-2014)
-------------------------------------	--------------------------------

Applicant's or agent's file reference A8-131584WO	FOR FURTHER ACTION See paragraph 2 below	
International application No. PCT/CA2014/050621	International filing date (day/month/year) 27 June 2014 (27-06-2014)	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 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 66.1 bis(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 23 September 2014 (23-09-2014)	Authorized officer Sorin Muntean 934-8565
---	---	---

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

International application No.
PCT/CA2014/050621

Box No. 1

Basis of this opinion

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

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

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

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

a. (means)

- ☐ on paper
☐ in electronic form

b. (time)

- ☐ 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/CA2014/050621

Box No. V	Reasoned statement under Rule 43bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement																											
1. Statement	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%; vertical-align: top;">Novelty (N)</td> <td style="width: 40%; vertical-align: top;"> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;">Claims</td> <td style="width: 20%;">1-21</td> <td style="width: 70%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td></td> <td>none</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table> </td> <td style="width: 30%;"></td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: top;">Inventive step (IS)</td> <td style="vertical-align: top;"> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;">Claims</td> <td style="width: 20%;">1-21</td> <td style="width: 70%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td></td> <td>none</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table> </td> <td></td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: top;">Industrial applicability (IA)</td> <td style="vertical-align: top;"> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;">Claims</td> <td style="width: 20%;">1-21</td> <td style="width: 70%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td></td> <td>none</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table> </td> <td></td> </tr> </table>	Novelty (N)	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;">Claims</td> <td style="width: 20%;">1-21</td> <td style="width: 70%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td></td> <td>none</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table>	Claims	1-21	YES		none	NO		Inventive step (IS)	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;">Claims</td> <td style="width: 20%;">1-21</td> <td style="width: 70%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td></td> <td>none</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table>	Claims	1-21	YES		none	NO		Industrial applicability (IA)	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;">Claims</td> <td style="width: 20%;">1-21</td> <td style="width: 70%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td></td> <td>none</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table>	Claims	1-21	YES		none	NO	
Novelty (N)	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;">Claims</td> <td style="width: 20%;">1-21</td> <td style="width: 70%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td></td> <td>none</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table>	Claims	1-21	YES		none	NO																					
Claims	1-21	YES																										
	none	NO																										
Inventive step (IS)	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;">Claims</td> <td style="width: 20%;">1-21</td> <td style="width: 70%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td></td> <td>none</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table>	Claims	1-21	YES		none	NO																					
Claims	1-21	YES																										
	none	NO																										
Industrial applicability (IA)	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;">Claims</td> <td style="width: 20%;">1-21</td> <td style="width: 70%; text-align: right;">YES</td> </tr> <tr> <td></td> <td>none</td> <td style="text-align: right;">NO</td> </tr> </table>	Claims	1-21	YES		none	NO																					
Claims	1-21	YES																										
	none	NO																										
2. Citations and explanations:	D1: US 2007/0023186 A1, (Kaminsky et al.) 1 February 2007, (01-02-2007) <u>Novelty (N)</u> Claims 1-21 are novel and do comply with Article 33(2) of the PCT. Document D1 is considered the closest prior art and discloses a process for recovering hydrocarbons from a subterranean formation utilizing propped hydraulic fractures which become injection and production channels within said formation, comprising the steps of: (i) drilling an injection well having a vertical portion and a horizontal portion extending horizontally outwardly from a lower end of said vertical portion; (ii) drilling a production well having a vertical portion and a horizontal portion extending outwardly from a lower end of said vertical portion, wherein said horizontal portion of said production well is situated parallel to said horizontal portion of said injection well; (iii) fracturing the formation along each of said production well and injection wells and creating a plurality of upwardly-extending fissures extending upwardly from, and situated along a length of, said horizontal portion of each of said injection well and said production well; (iv) injecting a pressurized fluid into said injection well and thereby into said fissures above the said injection well and thence into said formation thereby pressurizing said formation and causing said hydrocarbons within said formation to be driven into said fissures above said production well, and to drain downwardly therein into said horizontal portion of said production well; and (v) producing said hydrocarbons which collect in said horizontal portion of said production well to surface. The subject matter of these claims differs from the prior art in that the discrete locations of each of said respective fissures extending upwardly along said injection well are not in alternating linear spacing and substantially mutually adjacent relation with corresponding respective fissures extending upwardly along said horizontal portion of said production well. <u>Inventive Step (IS)</u> Claims 1-21 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 fissures extending upwardly along the injection well that are in alternating linear spacing and substantially mutually adjacent relation with corresponding respective fissures extending upwardly along said horizontal portion of said production well. <u>Industrial Applicability (IA)</u> The subject matter of claims 1-21 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 A8-131584WO	FOR FURTHER ACTION	see Form PCT/ISA/220 as well as, where applicable, item 5 below
International application No. PCT/CA2014/050621	International filing date (<i>day/month/year</i>) 27 June 2014 (27-06-2014)	(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. 12

☒ 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/CA2014/050621

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

IPC: **E21B 43/26** (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 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
none

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

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

Keywords: recover, fracture, alternate, inject, product and packer.

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	US 2007/0023186 A1, (Kaminsky et al.) 1-st February 2007 (01-02-2007)	
A	UK 2379685 A (Arenas et al.) 19 March 2003 (19-03-2003)	
A	US 5025859 (Hanson et al.) 25 June 1991 (25-06-1991)	
T	US2013/0228337 A1 (Dombrowski et al.) 5 September 2013 (05-09-2013)	

☐ 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
17 September 2014 (17-09-2014)Date of mailing of the international search report
29 September 2014 (29-09-2014)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

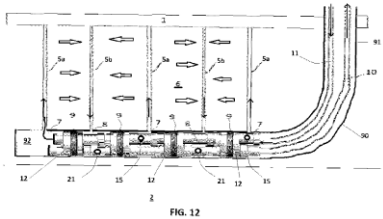
Sorin Muntean 934-8565

INTERNATIONAL SEARCH REPORT
Information on patent family members

International application No.
PCT/CA2014/050621

Patent Document Cited in Search Report	Publication Date	Patent Family Member(s)	Publication Date
US2007023186A1	01 February 2007 (01-02-2007)	US2007023186A1 US7441603B2 AU2004288130A1 AU2004288130B2 CA2543963A1 CA2543963C CN1875168A CN1875168B EA010677B1 EP1689973A1 EP1689973A4 IL174966D0 IL174966A US2009038795A1 US7857056B2 WO2005045192A1 ZA200603083A	01 February 2007 (01-02-2007) 28 October 2008 (28-10-2008) 19 May 2005 (19-05-2005) 17 December 2009 (17-12-2009) 19 May 2005 (19-05-2005) 11 September 2012 (11-09-2012) 06 December 2006 (06-12-2006) 17 October 2012 (17-10-2012) 30 October 2008 (30-10-2008) 16 August 2006 (16-08-2006) 16 May 2007 (16-05-2007) 20 August 2006 (20-08-2006) 29 April 2010 (29-04-2010) 12 February 2009 (12-02-2009) 28 December 2010 (28-12-2010) 19 May 2005 (19-05-2005) 26 September 2007 (26-09-2007)
GB2379685A	19 March 2003 (19-03-2003)	GB0225019D0	04 December 2002 (04-12-2002)
US5025859A	25 June 1991 (25-06-1991)	US5025859A US4889186A	25 June 1991 (25-06-1991) 26 December 1989 (26-12-1989)
US2013228337A1	05 September 2013 (05-09-2013)	US2013228337A1 AU2013226263A1 WO2013130491A2	05 September 2013 (05-09-2013) 21 August 2014 (21-08-2014) 06 September 2013 (06-09-2013)

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO DIVISION DE NUEVAS CREACIONES TARJETA ARCHIVO TEMATICO PATENTE DE INVENCION PCT X 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: 27-06-14 No. de solicitud: PCT/CA2014/050621 (87) Publicación internacional Fecha: 08-01-15 No. Publicación: WO 2015/000072 A1	
(54) Título: PROCESO DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS MEJORADO EXPLOTANDO MÚLTIPLES FRACTURAS INDUCIDAS	
(57) Resumen: Resumen.- Un método para mejorar producción a partir de formaciones "compactas" subterráneas de fracturas múltiples. Se crean fisuras de inyección que se extienden espaciadas hacia arriba a lo largo de un pozo de inyección horizontal, y fisuras de recolección que se extienden hacia arriba, espaciadas de forma alterna con las fisuras de inyección, se crean a lo largo del pozo de inyección horizontal u otro pozo de producción adyacente. El pozo de inyección se suministra con fluido a presión, que fluye hacia dichas fisuras creadas y lleva fluidos de reserva dentro de la formación a las fisuras espaciadas (alternadamente) adyacentes remanentes a lo largo de dicho pozo u otro pozo (producción) adyacente paralelo, permitiendo de este modo que los fluidos de reserva fluyan hacia abajo a lo largo de dichas fisuras de producción espaciadas de forma alterna para recolección. En una refinería, la producción es llevada a cabo inicialmente a partir de los pozos de producción e inyección, y a partir de la disminución de la tasa de producción de hidrocarburos, la producción del pozo de inyección se detiene y se inyecta un fluido en el mismo, y por consiguiente hacia la formación vía las fisuras espaciadas alternadamente, por lo tanto re- presurizando la formación.	
Sector: Minería, combustibles, perforaciones.	



 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO DIVISION DE NUEVAS CREACIONES TARJETA ARCHIVO PROPIETARIOS PATENTE DE INVENCION PCT X 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 solicitud PCT Fecha de presentación de la solicitud: 27-06-14 No. de solicitud: PCT/CA2014/050621 (87) Publicación internacional Fecha: 08-01-15 No. publicación: WO 2015/000072 A1	
(54) Título: PROCESO DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS MEJORADO EXPLOTANDO MÚLTIPLES FRACTURAS INDUCIDAS	

(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: 27-06-14			No. publicación: WO 2015/000072 A1	
	No. de solicitud: PCT/CA2014/050621				
54) Titulo:					
"PROCESO DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS MEJORADO EXPLOTANDO MÚLTIPLES FRACTURAS INDUCIDAS"					

Resumen - Sector(es):

Resumen.-

Un método para mejorar producción a partir de formaciones “compactas” subterráneas de fracturas múltiples. Se crean fisuras de inyección que se extienden espaciadas hacia arriba a lo largo de un pozo de inyección horizontal, y fisuras de recolección que se extienden hacia arriba, espaciadas de forma alterna con las fisuras de inyección, se crean a lo largo del pozo de inyección horizontal u otro pozo de producción adyacente. El pozo de inyección se suministra con fluido a presión, que fluye hacia dichas fisuras creadas y lleva fluidos de reserva dentro de la formación a las fisuras espaciadas (alternadamente) adyacentes remanentes a lo largo de dicho pozo u otro pozo (producción) adyacente paralelo, permitiendo de este modo que los fluidos de reserva fluyan hacia abajo a lo largo de dichas fisuras de producción espaciadas de forma alterna para recolección. En una refinería, la producción es llevada a cabo inicialmente a partir de los pozos de producción e inyección, y a partir de la disminución de la tasa de producción de hidrocarburos, la producción del pozo de inyección se detiene y se inyecta un fluido en el mismo, y por consiguiente hacia la formación vía las fisuras espaciadas alternadamente, por lo tanto re- presurizando la formación.

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*

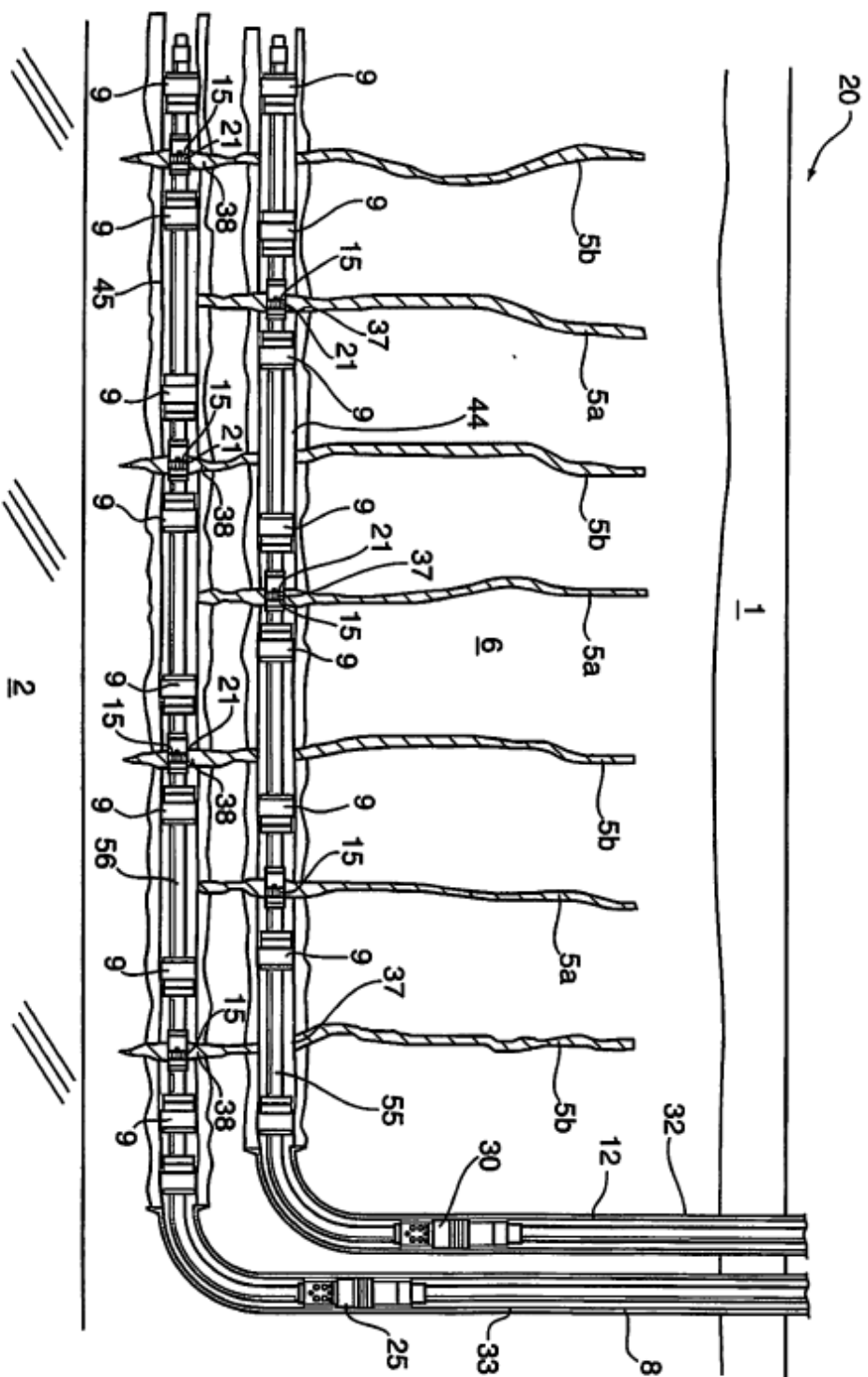
PROCESO DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS MEJORADO EXPLOTANDO MÚLTIPLES FRACTURAS INDUCIDAS

RESUMEN- OBJETO Y FINALIDAD DE LA INVENCION

Un método para mejorar producción a partir de formaciones “compactas” subterráneas de fracturas múltiples. Se crean fisuras de inyección que se extienden espaciadas hacia arriba a lo largo de un pozo de inyección horizontal, y fisuras de recolección que se extienden hacia arriba, espaciadas de forma alterna con las fisuras de inyección, se crean a lo largo del pozo de inyección horizontal u otro pozo de producción adyacente. El pozo de inyección se suministra con fluido a presión, que fluye hacia dichas fisuras creadas y lleva fluidos de reserva dentro de la formación a las fisuras espaciadas (alternadamente) adyacentes remanentes a lo largo de dicho pozo u otro pozo (producción) adyacente paralelo, permitiendo de este modo que los fluidos de reserva fluyan hacia abajo a lo largo de dichas fisuras de producción espaciadas de forma alterna para recolección. En una refinería, la producción es llevada a cabo inicialmente a partir de los pozos de producción e inyección, y a partir de la disminución de la tasa de producción de hidrocarburos, la producción del pozo de inyección se detiene y se inyecta un fluido en el mismo, y por consiguiente hacia la formación vía las fisuras espaciadas alternadamente, por lo tanto re-presurizando la formación.

SECTOR: Minería, combustibles, perforaciones.

Fig. 1



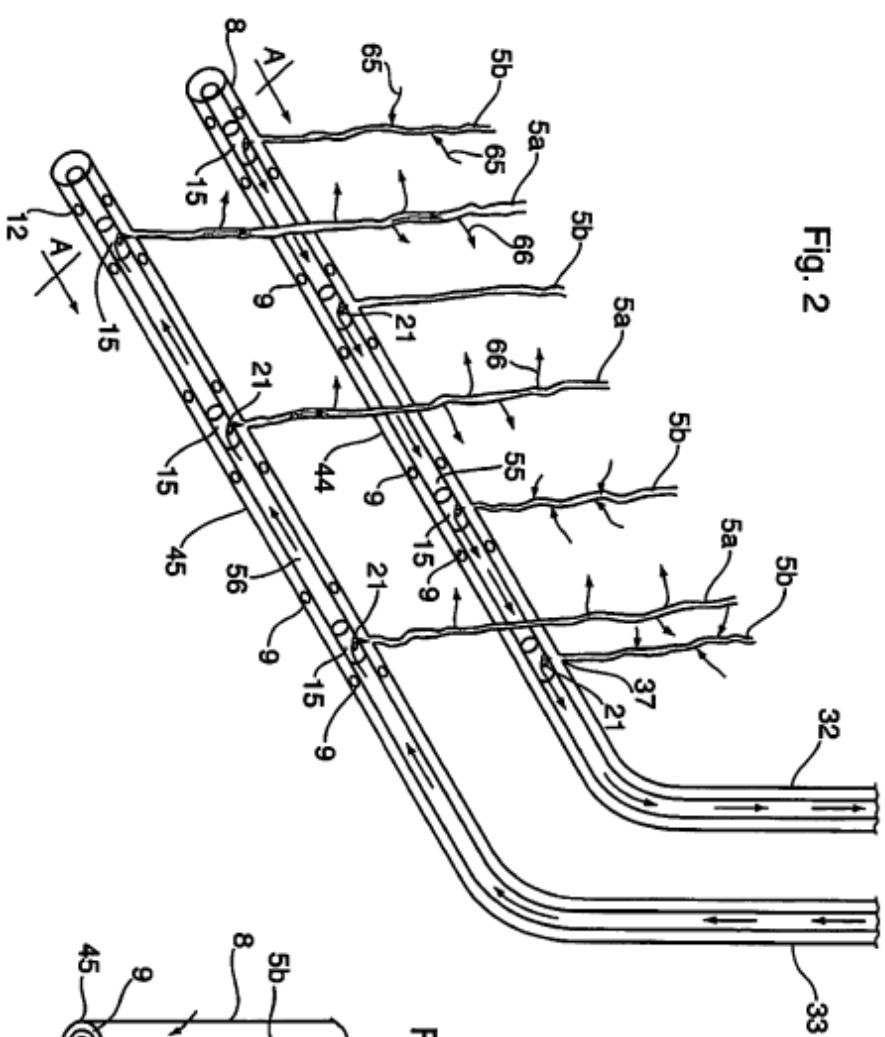


Fig. 2

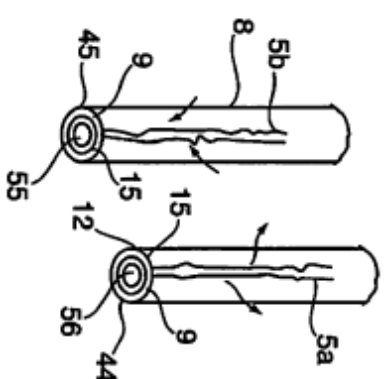


Fig. 3

Fig. 4A

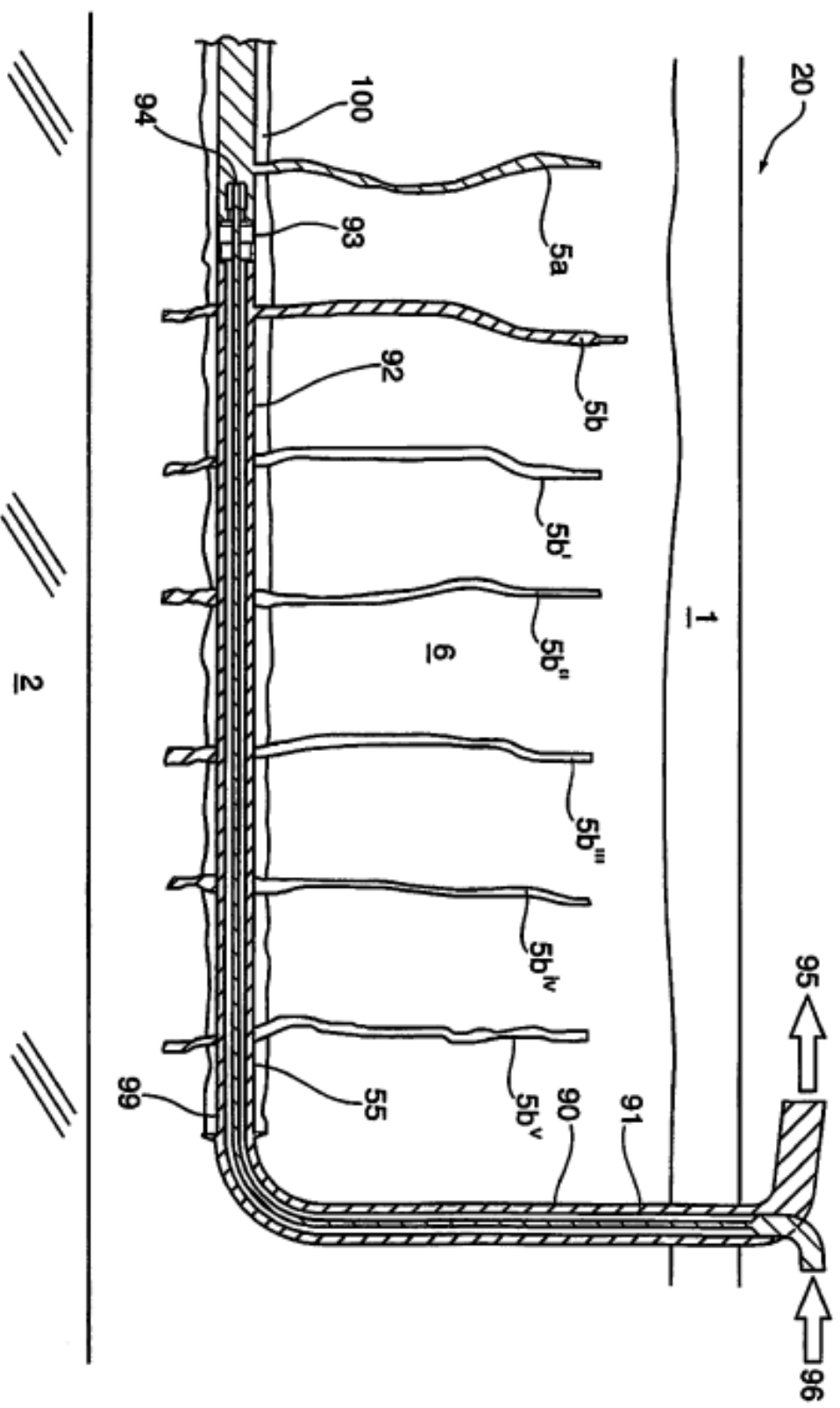


Fig. 4B

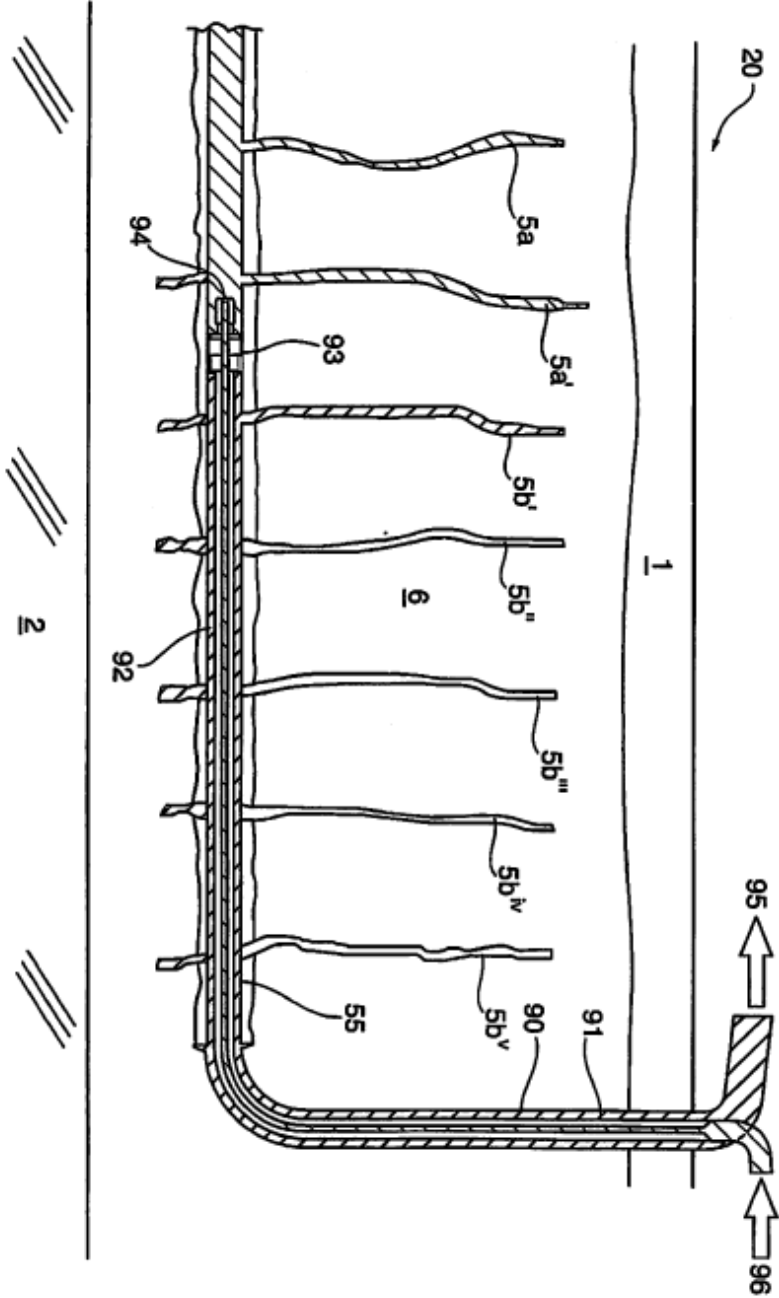


Fig. 4C

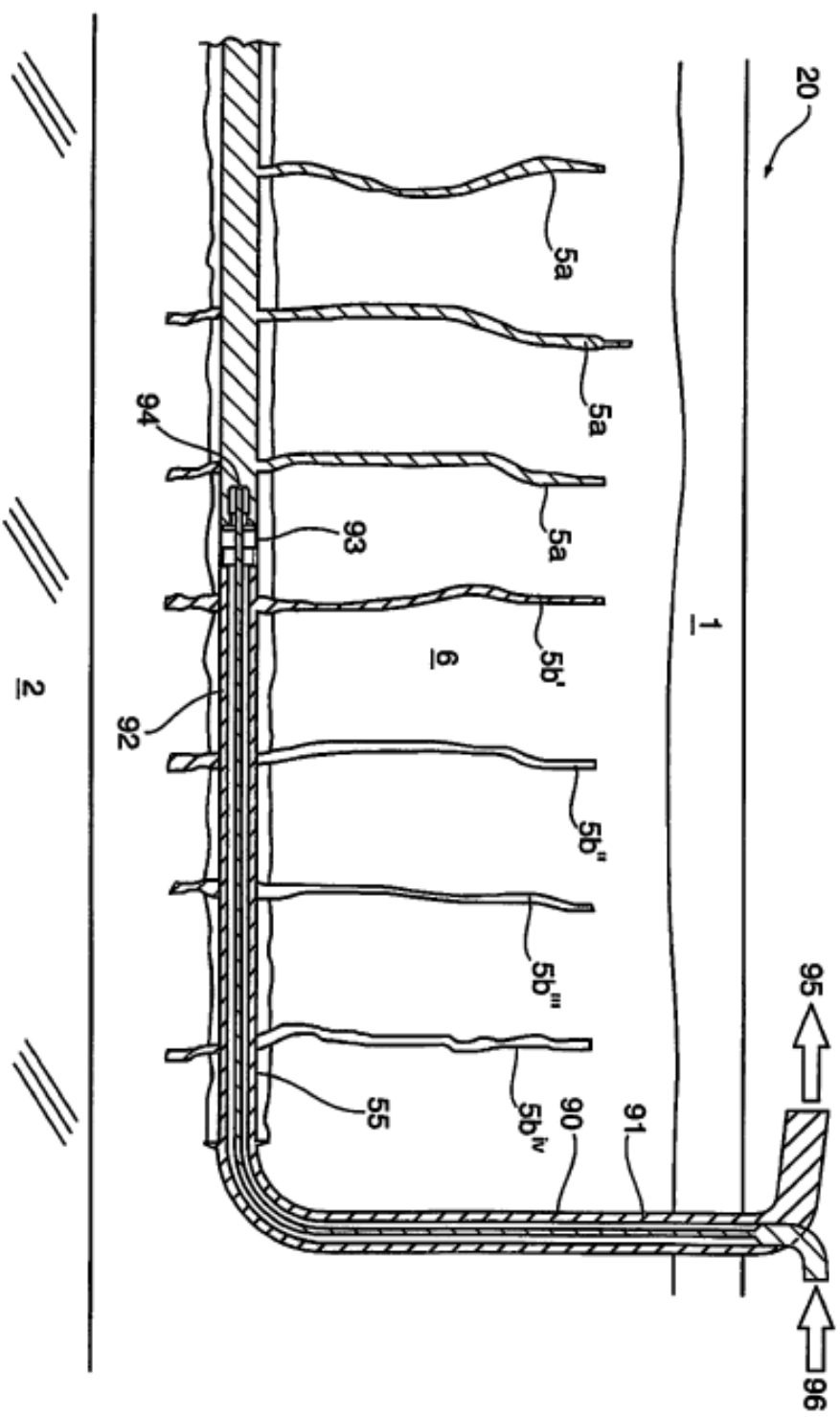


Fig. 5A

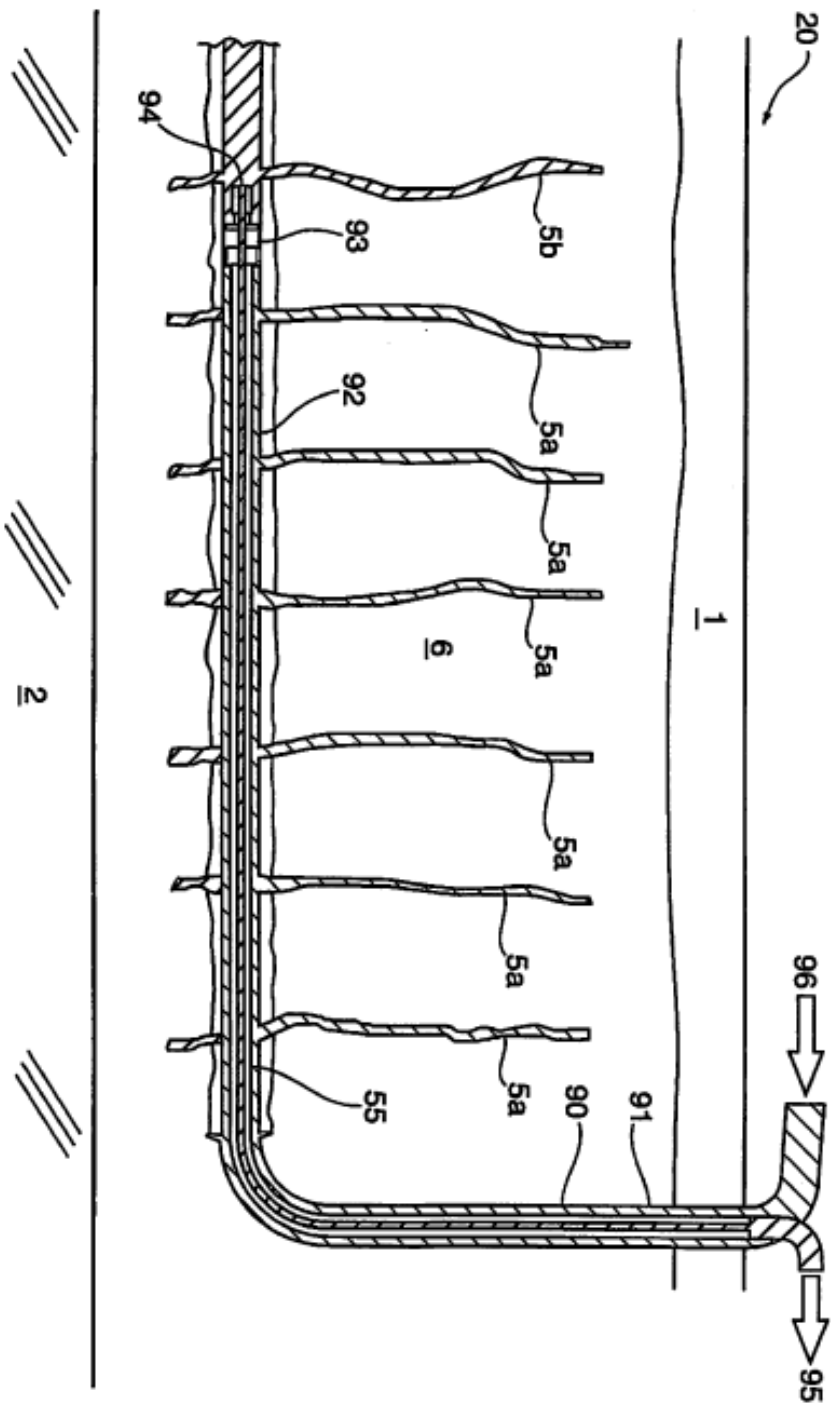


Fig. 5B

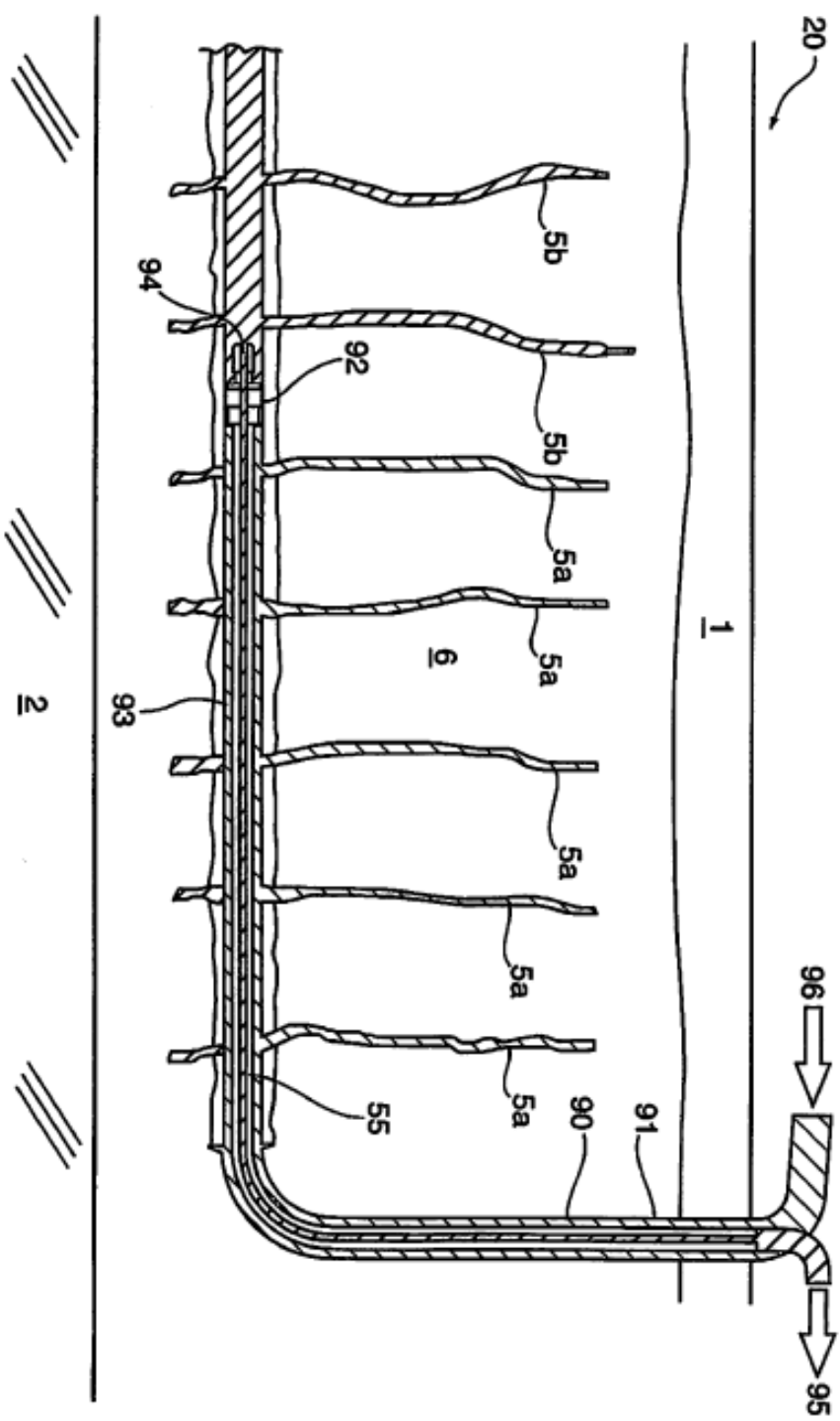


Fig. 5C

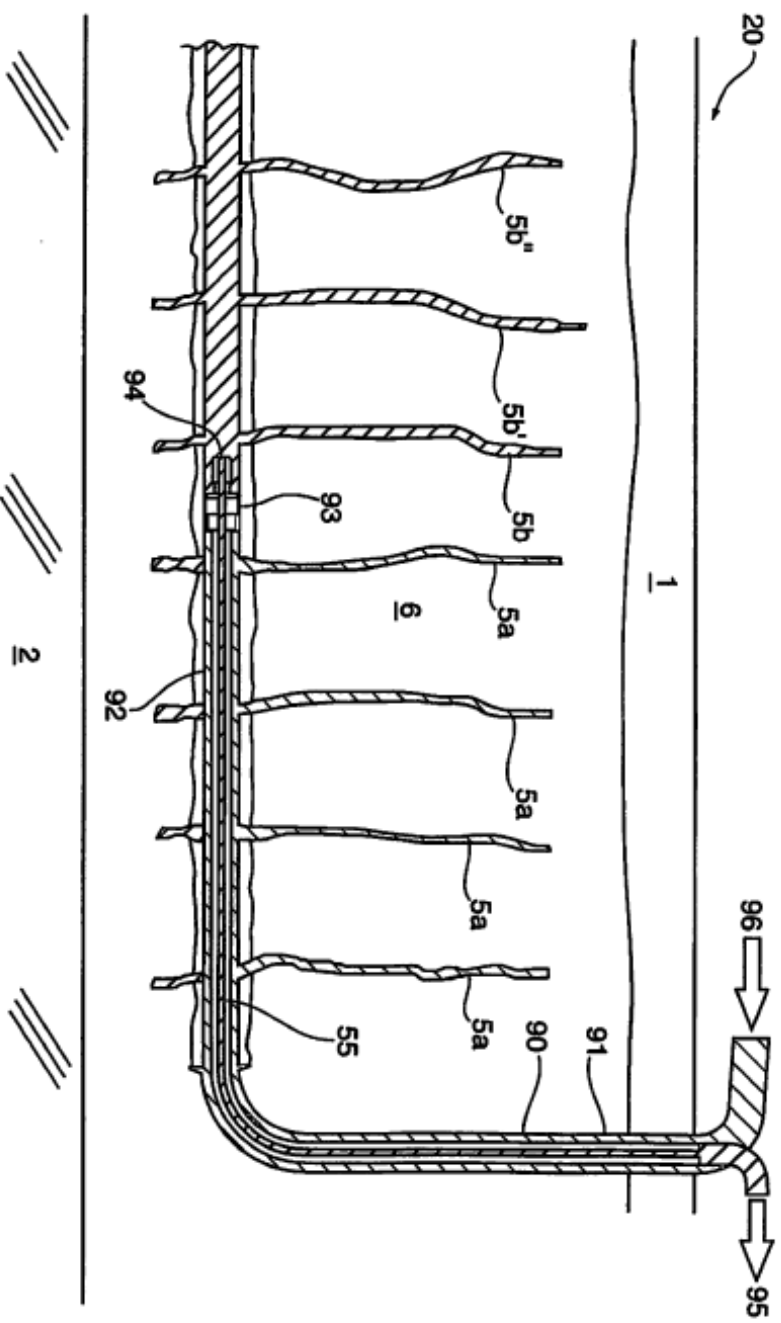
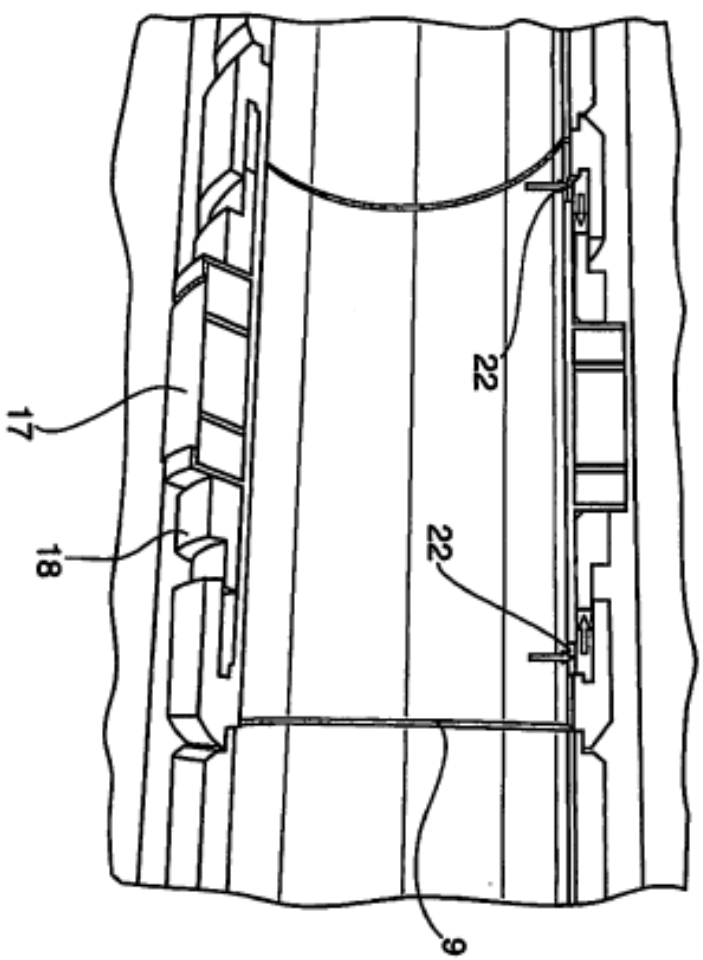


Fig. 6



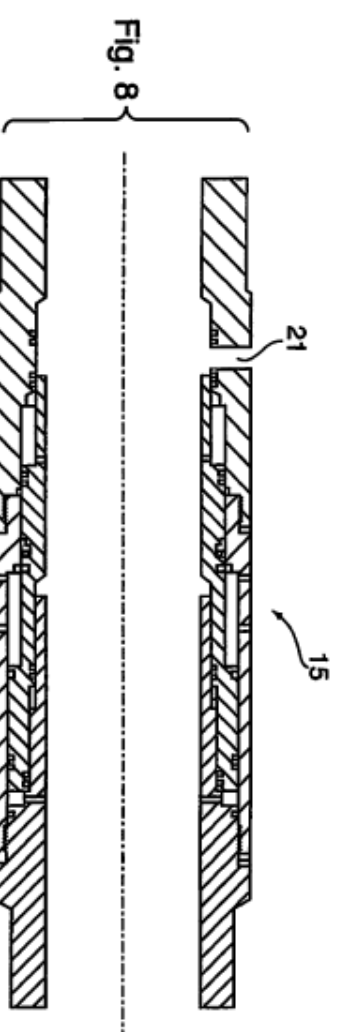
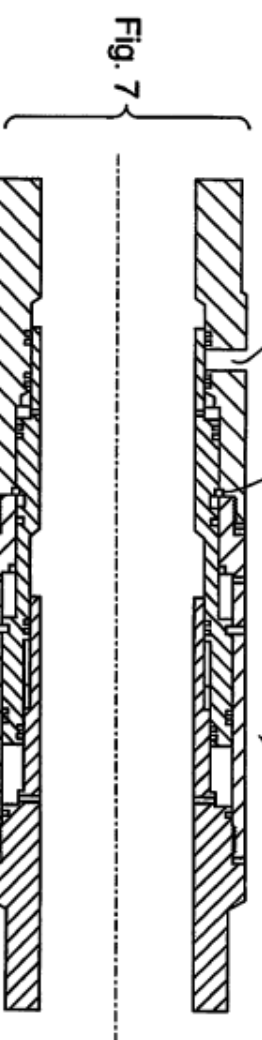
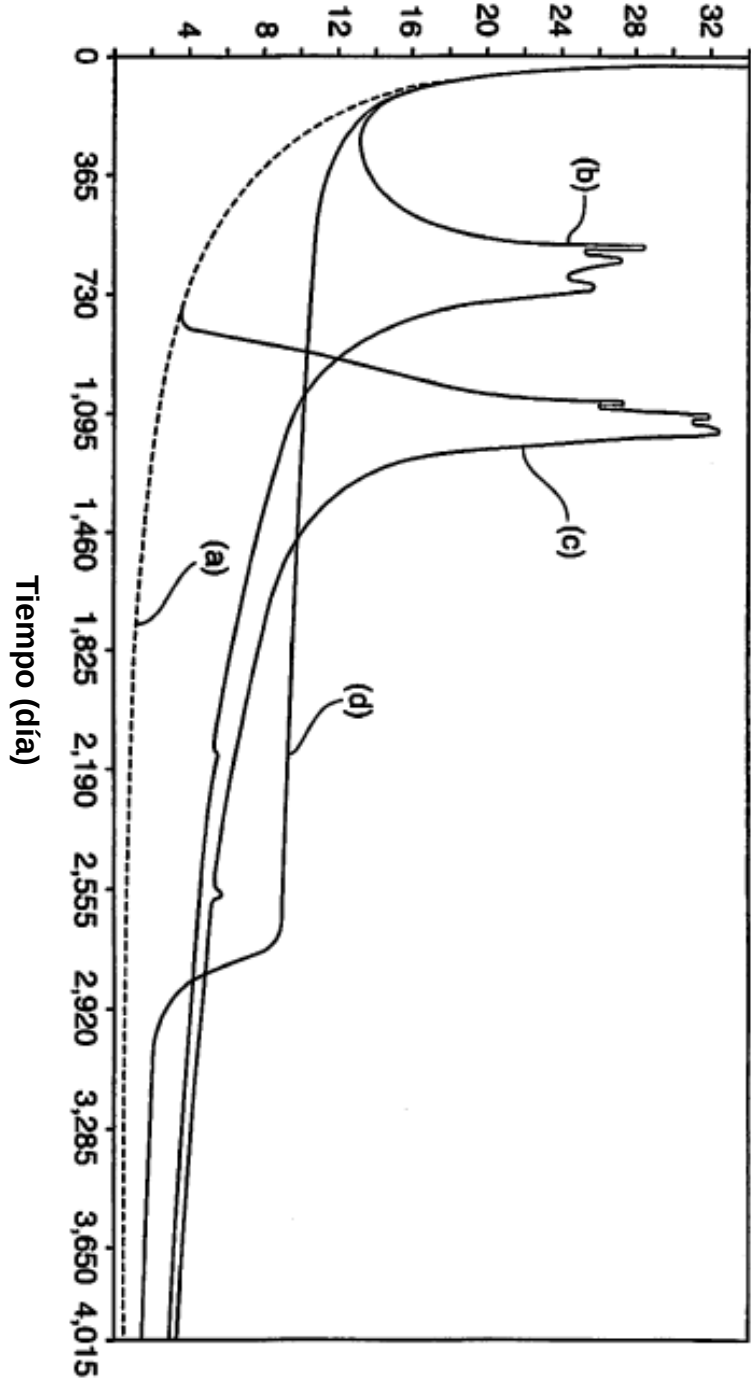


Fig. 9



Factor de Recuperación de Petróleo, % de Petróleo Original en el Lugar

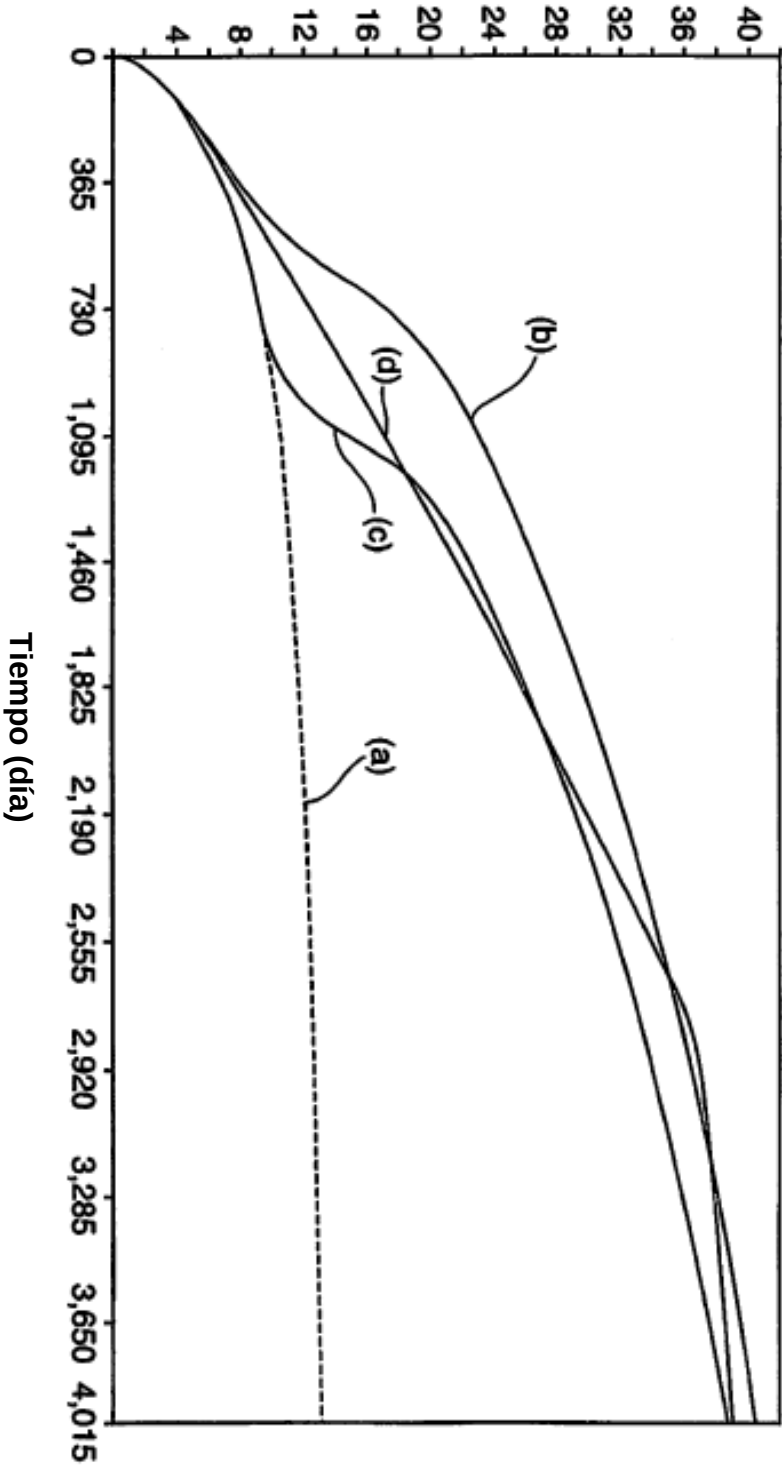
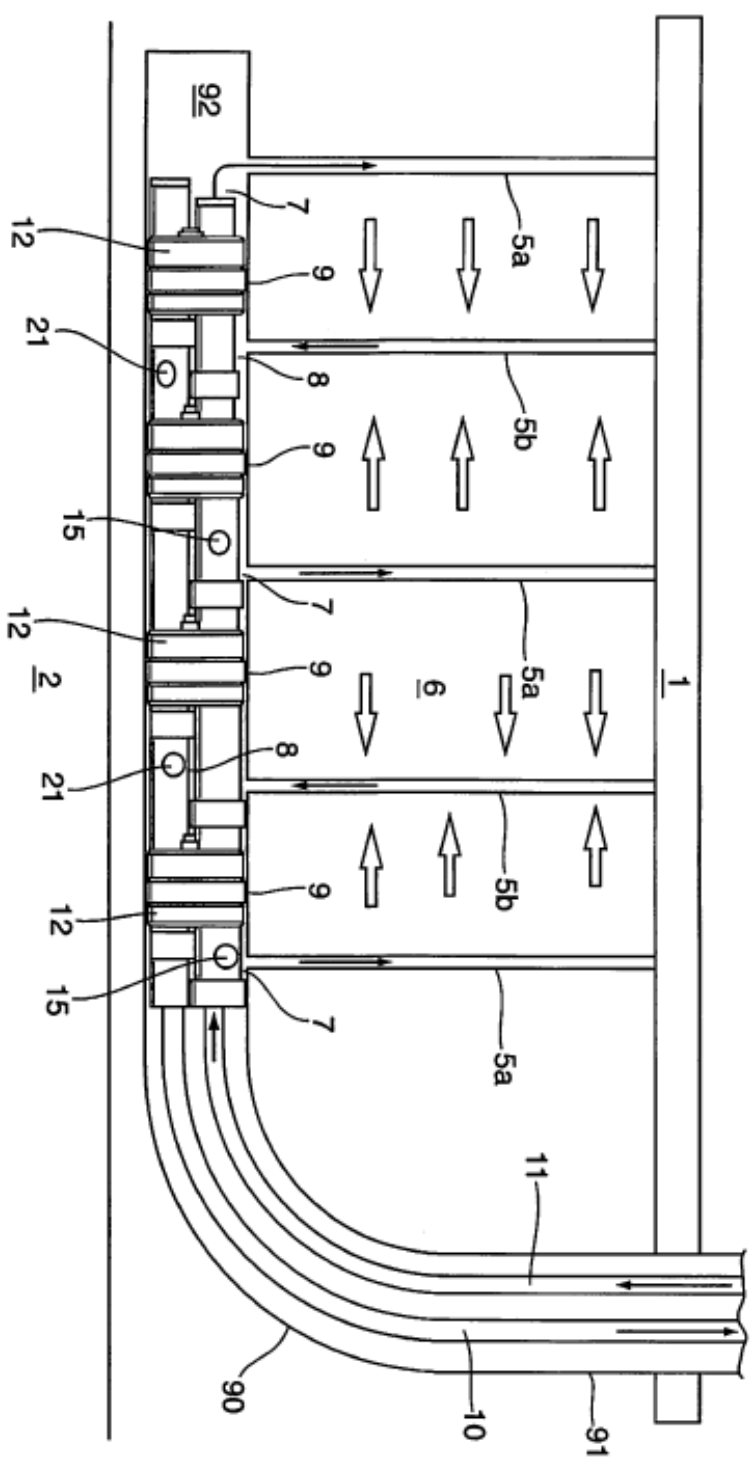


Fig. 12



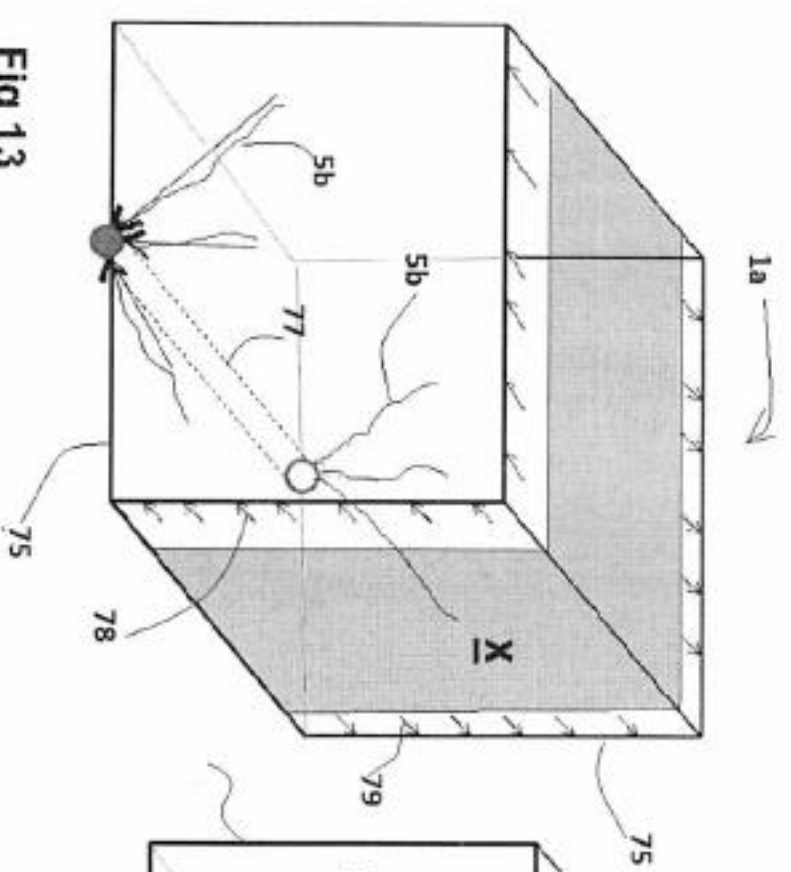


Fig. 13

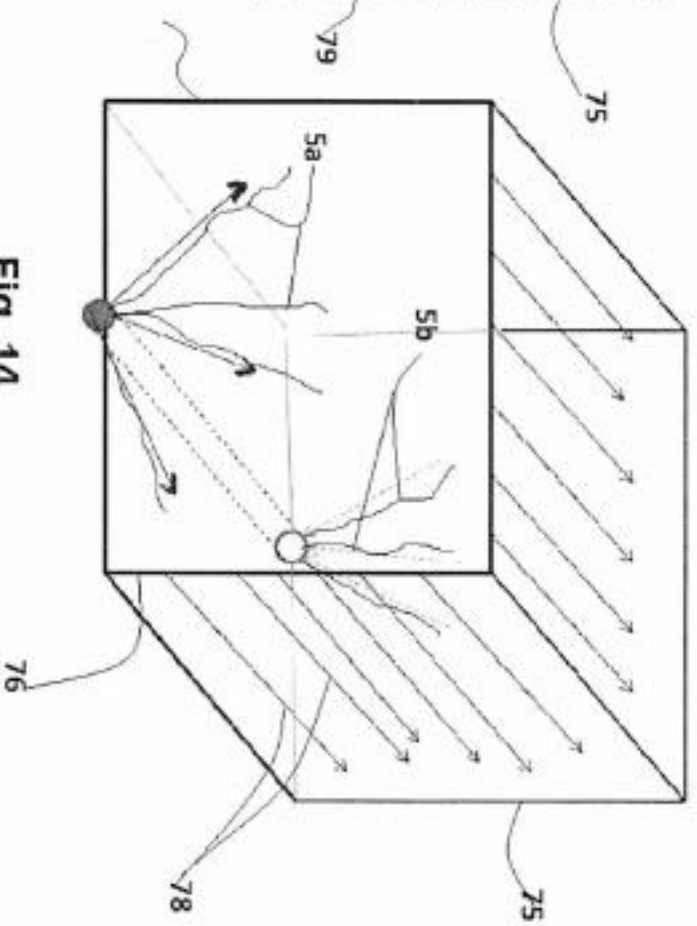


Fig. 14