

REPÚBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Oficio N° 13081

Ref. Expediente N° 15312593

Señor(a)
IOR CANADA LTD.
notificacionespatentes@lloredacamacho.com

Asunto: PATENTE DE INVENCION - PCT

Patente de Invención	PT	Patente de Modelo de Utilidad			
Vía Nacional					
Vía PCT (Fase Nacional)	PCT	Capítulo I	X	Capítulo II	
No. Solicitud Internacional	PCT/CA2014/050615				
Fecha de Presentación Internacional	26 de junio de 2014				

Como resultado del examen de fondo realizado, con fundamento en el Artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se comunica:

1. Documentos estudiados

Descripción	N° 15-312593-0000-0000	30 de diciembre de 2015
Reivindicaciones:	N° 15-312593-0004-0000	14 de abril de 2016
Dibujos:	N° 15-312593-0000-0000	30 de diciembre de 2015
Prioridad(es):	País: CA, CANADA, Número: 2,820,742, Fecha: 4 de julio de 2013. País: CA, CANADA, Número: 2,835,592, Fecha: 28 de noviembre de 2013.	

2. Análisis de la Prioridad

Se acepta la reivindicación de prioridad porque ésta solicitud fue presentada dentro del plazo establecido (Art. 9 D 486) y su contenido técnico corresponde con el de la prioridad reivindicada.

3. Objeto de la invención

De acuerdo con lo establecido en el numeral 1.2.2.2 del Capítulo Primero del Título X de la Circular Única para efectos del examen de patentabilidad, se tendrá en cuenta la tasa pagada por el solicitante al momento de comenzar el examen para las reivindicaciones adicionales; esto es que cuando la solicitud contenga más de diez (10) reivindicaciones y no se haya pagado la tasa complementaria, sólo se estudiarán

Oficio N° 13081

Ref. Expediente N° 15312593

las cubiertas por la tasa pagada. Por lo tanto, se estudiarán las reivindicaciones 1 a 14 del capítulo reivindicatorio (Pág. 3 a 9, Radicado N° 15-312593-0004-0000).

Título de la solicitud: “MÉTODO PARA PRODUCIR PETRÓLEO DE FRACTURAS INDUCIDAS USANDO UN POZO ÚNICO Y TUBERÍA DE CANAL MÚLTIPLE” (Pág. 6, Radicado N° 15-312593-0000-0000).

El problema planteado en esta solicitud consiste en la necesidad de proporcionar un método de accionamiento de fluido eficaz para el barrido de petróleo de un depósito subterráneo que utiliza un pozo sencillo, gracias a lo cual se ahorran costos de capital al evitar la perforación y fractura de un segundo pozo, y se evitan problemas de desvío del fluido en caso de que el fluido inyectado sea un gas.

Para resolver este problema técnico la solicitud en estudio proporciona un método para la recuperación de hidrocarburos desde un depósito subterráneo que tiene una serie de fracturas hidráulicas en su interior, que se extienden radialmente hacia afuera desde un pozo horizontal dentro de dicho depósito, mediante un método de ‘dirección lateral’. Se emplea un fluido de inyección en las fracturas hidráulicas para conducir hidrocarburos a las fracturas adyacentes de recuperación de hidrocarburos, que luego se drenan hacia abajo en un pozo horizontal para ser recuperados. Para el proceso se emplea una tubería de canal múltiple, que permite tanto la inyección del fluido como la recuperación de los hidrocarburos a través de canales separados, posibilitando llevar a cabo el método en un único pozo.

El objeto de la presente solicitud se relaciona con la Clasificación Internacional de Patentes (CIP): E21B 17/18, E21B 43/26, E21B 33/12, E21B 43/30.

4. De la solicitud de patente

Título

El título hace referencia a “*Un método para producir petróleo*” (subrayado fuera de texto); sin embargo, el petróleo no es producido, dado que se encuentra naturalmente en la tierra. Tanto la descripción como las reivindicaciones mencionan que la invención trata sobre un método de recuperación de hidrocarburos, por lo que se sugiere hacer la aclaración o corrección necesaria.

Reivindicaciones (Art. 30 D 486, Art. 22 PCT)

La evaluación de los criterios de claridad y concisión de las reivindicaciones presentadas permite encontrar que:

- La reivindicación 1 tiene por objeto un método, sin embargo muestra la secuencia de etapas técnicas de manera general, sin reivindicar sus condiciones técnicas tales como: temperatura, presión, flujos, entre otras, las cuales definen completamente la invención. Se sugiere realizar las aclaraciones respectivas o definir la invención por sus características esenciales, teniendo en cuenta no modificar o ampliar la materia ya divulgada.
- El capítulo reivindicatorio presenta falta de claridad y concisión. toda vez que incluye una sola reivindicación independiente y, en las reivindicaciones dependientes de ella, contempla las diferentes modalidades de la invención. Sin

Oficio N° 13081

Ref. Expediente N° 15312593

embargo, cada una de las modalidades es diferente, tal como se evidencia en las Fig. 4 a 6 de la descripción, y no pueden incluirse bajo la misma reivindicación independiente. El hecho de agrupar bajo una sola reivindicación independiente las diferentes modalidades de la invención hace que el capítulo sea confuso y difícil de entender, pues no es posible determinar con certeza cuál reivindicación pertenece a cada modalidad. Además de lo anterior, varias reivindicaciones se encuentran dentro del alcance de otras reivindicaciones; por ejemplo, la reivindicación 10 está dentro del alcance de la reivindicación 4, y la 11 dentro del alcance de las reivindicaciones 4 y 5.

De acuerdo con la descripción, y por lo que es posible extraer de las reivindicaciones, las diferentes modalidades son:

- Figura 4: la primera modalidad trata sobre un método en el que se aísla una zona del pozo, se inyecta el fluido de inyección a través de una fractura y se recupera de dicha zona a través de otra fractura, todo por medio del mismo tubo que tiene múltiples canales; dicho tubo se mueve a la siguiente zona, y se repite el proceso hasta drenar todas las zonas. Esta modalidad se encuentra en las reivindicaciones 1 a 4 y 8 a 14.
- Figura 5: la segunda modalidad consiste en un método en el que se aíslan varios pares de fracturas (una para inyectar el fluido de recuperación y otra para recuperar los hidrocarburos), donde la inyección y recuperación se realiza simultáneamente en todos los pares. Esta modalidad se encuentra en las reivindicaciones 5, 7, 9, 11 a 14.
- Figura 6: la tercera modalidad consiste en un método en el que el pozo tiene un revestimiento, perforado o por perforar, en el que se inserta la tubería, se aíslan varios pares de fracturas (una para inyectar el fluido de recuperación y otra para recuperar los hidrocarburos), y la inyección y recuperación se realiza simultáneamente en todos los pares. Como en esta modalidad el pozo está revestido, se requieren menos empacadores y no se requiere un canal de aislamiento en la tubería. Esta modalidad se encuentra en las reivindicaciones 6, 7, 9, 11 a 14.
- El capítulo reivindicatorio no se encuentra sustentado en la descripción, porque las diferentes modalidades de la invención no se encuentran diferenciadas en las reivindicaciones. La confusión que genera la mezcla de modalidades en las reivindicaciones hace que a las etapas de la reivindicación independiente se le sumen etapas adicionales, como por ejemplo las etapas de las reivindicaciones 5 y 6, que no están divulgadas en la descripción. Además, las reivindicaciones 12 y 13 indican todo lo contrario a lo manifestado en la descripción: en la Pág. 15 dice que *“el fluido de aislamiento puede comprender agua, un gas no combustible, o un líquido viscoso”* (subrayado fuera de texto), pero en la reivindicación 12 se reclaman los mismos compuestos como fluido de inyección, además de indicar que *“el fluido inyectado puede comprender agua, petróleo, vapor, un gas no combustible, o un gas oxidante”* (subrayado fuera de texto), cuando en la reivindicación 13 se reclaman los mismos compuestos como fluidos de aislamiento.
- Las reivindicaciones 5, 7 y 9 presentan falsa dependencia de la reivindicación 1, toda vez que corresponden a modalidades diferentes de la invención reclamada en la reivindicación 1.
- El capítulo reivindicatorio presenta problemas de traducción y de redacción que dificultan la comprensión de la invención. Por ejemplo, la expresión *“comunicación de fluido”* se encuentra mal traducida. La redacción de las reivindicaciones es confusa, carece de signos de puntuación, menciona

Oficio N° 13081

Ref. Expediente N° 15312593

elementos y etapas de las cuales no se tiene referencia previa (bajo las palabras *dicha(s)* y *dicho(s)*). Se sugiere hacer las correcciones pertinentes.

- Las reivindicaciones presentan como características técnicas esenciales términos generales, tales como: *“perforar”* (1, 6), *“pozo horizontal”* (1, 6), *“crear”* (1, 3, 5, 9), *“fracturas hidráulicas”* (1, 3 a 6, 8, 10), *“tubería de canal múltiple”* (1 a 10), *“canales discretos”* (1), *“elemento empacador”* (1, 2, 4, 5, 10), *“situar”* (1, 5, 6), *“despliegue”* (1, 4), *“inyectar”* (1, 3 a 6, 8), *“fluido de inyección”* (1 a 6, 10, 11), *“fluir”* (1), *“apertura”* (1, 6), *“recuperar”* (1, 4 a 6, 10, 11), *“abertura”* (1, 2, 5, 6, 9), *“hoyo abierto”* (3), *“fluido de aislamiento”* (3), *“re-posicionar”* (4), *“fracturas de inyección de fluido”* (5 a 7), *“fracturas de recuperación”* (5 a 7), *“revestimiento”* (6), *“formar”* (6), *“fluido aislante”* (8), *“mover”* (10), *“repetir”* (10), *“gas no combustible”* (12, 13), *“líquido viscoso”* (12), *“aceite”* (13, 14), *“vapor”* (13), *“gas oxidante”* (13) y *“gas que es inmiscible o miscible en aceite”* (14), los cuales, aunque corresponden a términos ampliamente conocidos, abarcan una extensa gama de posibilidades. De tal manera, sugieren de forma imprecisa que la protección se extiende a otras posibles variaciones, por lo cual se propone realizar las modificaciones respectivas utilizando términos que describan de forma menos general, definir claramente los componentes reclamados a aquellos que tienen un efecto técnico demostrado y/o identificar los elementos que se pretenden proteger.
- En las reivindicaciones los términos: *“pluralidad”* (1, 5), *“espaciadas”* (1, 5, 6, 11), *“a lo largo de una longitud”* (1, 5), *“un interior”* (1), *“sustancialmente”* (1, 6), *“al menos”* (1, 2, 5), *“alternativamente”* (5, 6), *“primeras”* (5), *“inferior”* (6), *“intervalos específicos”* (6), *“secuencialmente”* (10) y *“restantes”* (10), son imprecisos y/o relativos, por lo cual no permiten distinguir la invención del estado de la técnica. Se sugiere eliminarlos o sustituirlos por términos precisos o rangos concretos.
- En las reivindicaciones, las expresiones *“y prevenir la comunicación de fluido entre dichas fracturas hidráulicas adyacentes a través de dicho pozo mediante el despliegue de dicho elemento empacador en la manera anterior”* (1), *“para aislar, dentro de dicho pozo, dicho fluido de inyección que fluye desde dicho canal de inyección de fluido a través de dicha abertura en este de dichos hidrocarburos que fluyen hacia dicho pozo y hacia dicha abertura adicional en dicho canal de recuperación de hidrocarburos”* (2), *“, y evitar con ello que dicho fluido de inyección que ha sido inyectado en dicho depósito fluya de vuelta al interior de dicho pozo en la ubicación de dicha zona aislada en dicho pozo”* (3), *“prevenir la comunicación de fluido entre dicho otro par de dichas fracturas hidráulicas a través de dicho pozo”* (4), *“y prevenir a través de dichos elementos empacadores cualquier comunicación de fluido entre dichas fracturas de inyección de fluido y fracturas de recuperación de hidrocarburos alternativamente espaciadas”* (5), *“y causar que dichos empacadores impidan la comunicación de fluido entre las fracturas de inyección de fluido y las fracturas de recuperación de hidrocarburos adyacentes a través de dicho pozo”* (7), *“donde un par de dichos elementos empacadores sobre dicha tubería crean en dicho pozo un área aislada entre dicho par de fracturas hidráulicas”* (8), *“para evitar de ese modo que dicho fluido que ha sido inyectado en dicho depósito fluya de vuelta al interior de dicho pozo en el lugar de dicha zona aislada en dicho pozo”* (8) y *“hasta que el depósito ha sido barrido de hidrocarburos mediante dicho proceso antes mencionado”* (10), se consideran efectos esperados y no características técnicas esenciales que definan el proceso, puesto que las reivindicaciones incluirían no sólo la solución propuesta por el solicitante, sino todas las alternativas presentes o futuras que lleguen a ese resultado. Se sugiere reemplazar por características esenciales o

Oficio N° 13081

Ref. Expediente N° 15312593

estructurales, que contribuyen a la obtención de ese efecto.

- En las reivindicaciones, las expresiones: *“accionado hidráulicamente”* (2), *“para transportar un fluido de aislamiento en este”* (3), *“que corresponden a una ubicación de dichas fracturas hidráulicas espaciadas a lo largo de dicho pozo”* (6), *“de modo que los elementos empacadores sobre dicha tubería de canal múltiple están espaciadas en lados opuestos de cada una de dichas fracturas hidráulicas a lo largo de dicho pozo”* (6), *“donde dichos elementos empacadores están posicionados en dicho revestimiento en lados opuestos de las perforaciones en este que están en comunicación fluida con dichas fracturas de inyección de fluido y dicho canal de inyección de fluido a través de dichas aperturas en este que están espaciadas a lo largo de dicho canal de inyección de fluido”* (6), *“que comprende situar dichas aberturas en dicho canal de recuperación de hidrocarburos en ubicaciones espaciadas alternadas de dichas perforaciones en dicho revestimiento”* (6) y *“con el fin de localizar secuencialmente dicho elemento empacador entre pares de fracturas hidráulicas adicionales”* (10) corresponden a características funcionales, las cuales aunque explican la relación que hay entre diversas características estructurales y pueden estar incluidas en las reivindicaciones, no definen la invención; de tal manera no se tienen en cuenta para el estudio de patentabilidad.
- En las reivindicaciones, no son claras las expresiones *“que se extiende en la misma sustancialmente a lo largo de una longitud de dicha tubería y que tiene al menos un elemento empacador situado a lo largo de una longitud de la misma, en dicho pozo horizontal”* (1), *“y prevenir la comunicación de fluido entre dichas fracturas hidráulicas adyacentes a través de dicho pozo mediante el despliegue de dicho elemento empacador en la manera anterior”* (1) porque no se entiende de qué manera se despliega el elemento empacador, *“recuperar hidrocarburos que drenan al otro de dicho par de fracturas hidráulicas adyacentes y después a dicho canal de recuperación de hidrocarburos a través de una abertura adicional situada en dicho canal de recuperación de hidrocarburos”* (1) porque da a entender que los hidrocarburos drenan a otro par de fracturas, cuando la descripción indica que drenan a la otra fractura del par de fracturas aisladas, *“antes de, o en el momento de, la inyección de dicho fluido de inyección en dicho canal de inyección de fluido, suministrar dicho fluido de inyección u otro fluido a dicho canal de activación de empacador”* (2) porque da a entender que el fluido de inyección se puede usar para accionar el empacador, lo cual no se encuentra en la descripción, *“para aislar, dentro de dicho pozo, dicho fluido de inyección que fluye desde dicho canal de inyección de fluido a través de dicha abertura en este de dichos hidrocarburos que fluyen hacia dicho pozo y hacia dicha abertura adicional en dicho canal de recuperación de hidrocarburos”* (2), *“crear, usando un par de dichos elementos empacadores”* (3) porque no se entiende si dichos elementos empacadores son adicionales a los de las reivindicaciones 1 y 3, *“dichas etapas de situar dicho al menos un elemento empacador”* (5) porque no se entiende a qué etapas de situar se refiere, *“dicha etapa de insertar dicha tubería de canal múltiple”* (6) porque no se entiende a qué etapa de insertar se refiere, *“en donde dicha tubería de canal múltiple comprende además un canal de activación de empacador”* (7) porque no es claro si dicho canal de activación es diferente al reclamado en la reivindicación 2, y *“comprendiendo además dicha tubería de canal múltiple un canal de aislamiento”* (8) porque no se entiende si dicho canal de aislamiento es diferente al reclamado en la reivindicación 3. Por su parte, no es claro si las etapas de inyectar fluido de inyección y recuperar hidrocarburos que se encuentran en las reivindicaciones 4 a 6 son adicionales a

Oficio N° 13081

Ref. Expediente N° 15312593

las mismas etapas reclamadas en la reivindicación 1, o si son las mismas. Así mismo, no se entiende si las fracturas de inyección de fluido y las fracturas de recuperación de la reivindicación 5 son adicionales a las fracturas hidráulicas reclamadas en la reivindicación 1, o si son las mismas. Se sugiere realizar las aclaraciones respectivas o definir la invención por sus características esenciales, teniendo en cuenta no modificar o ampliar la materia ya divulgada.

- En la reivindicación 5, la expresión “*subterráneo, subterráneo*” presenta un error de transcripción.
- La reivindicación 9 no corresponde a una etapa del proceso, sino a una característica del equipo empleado para llevarlo a cabo. Además no se encuentra sustentada en la reivindicación 1 de la cual depende.
- Se le sugiere a la solicitante que escriba, frente al elemento reclamado en las reivindicaciones, el número de referencia de las figuras, guardando correspondencia con el capítulo descriptivo, con el objetivo de comprender mejor la invención al momento de hacer el análisis y distinguir los elementos de dicha invención.

El capítulo reivindicatorio se debe modificar ya que no es claro, dado que las reivindicaciones son las características técnicas esenciales de una invención, para las cuales se reclama la protección legal mediante la solicitud de patente. En el caso de una patente concedida, las reivindicaciones aprobadas determinan el alcance de la protección legal otorgada.

Descripción (Art. 28 y 29 D 486)

En la descripción de la Fig. 1 (Pág. 17) dice que se utilizan dos pozos horizontales (45) y (55), pero más adelante, en el mismo párrafo, dice que se trata de cada uno de los pozos (44) y (45); por lo que mencionan los párrafos siguientes, la numeración correcta de los pozos es (44) y (45), ya que el identificador (55) corresponde a una tubería individual. En la descripción de la misma figura, pág. 18, dice inicialmente que el empacador corresponde al identificador (9), pero en el tercer párrafo se menciona el fluido de inyección con el mismo identificador (9). Además, dice que el fluido (96) entra en el depósito (6), y los hidrocarburos pesados (95) salen a la superficie a través de la tubería (56); sin embargo, según la Fig. 1, el fluido que entra es el (95), mientras que los hidrocarburos que salen se identifican con el número (56).

En la descripción de la Fig. 2 (Pág. 18), se menciona el pozo (55), que no se observa en la figura.

En la descripción de la Fig. 3 (Pág. 19), dice que el fluido (96) se inyecta a través del pozo (45); sin embargo, en la figura no se observa el pozo (45), además de dar a entender que el fluido que se inyecta corresponde al identificador (95). De igual manera, se menciona el tubo (55), que no aparece en la figura, y dice que el petróleo recuperado es el número (95), cuando de la figura se extrae que el petróleo recuperado corresponde al identificador (96).

En la descripción de la Fig. 4 (Pág. 20) se menciona un elemento empacador (9), pero en la figura no se observa tal identificador. Dice también que se proveen aberturas (1a), (2a), (3a) y (4a), como se muestra en las vistas de la Fig. 7B y 8B, pero dichos identificadores no aparecen en la Fig. 7B sino en la 8A. También habla de la inyección de fluido (95), cuando en el primer párrafo de la pág. 20 y en la Fig. 4

Oficio N° 13081

Ref. Expediente N° 15312593

se evidencia que el identificador (95) corresponde al hidrocarburo recuperado.

En la descripción de la Fig. 5 (Pág. 22) se habla del fluido de inyección (95), que no se observa en la figura. Lo mismo sucede con la Fig. 6 (Pág. 24).

En la Pág. 24 dice que en las Fig. 7A y 7B muestran secciones planas de acero soldadas al tubo (5), mientras que en la Fig. 8A y 8B se insertan dos tubos pequeños, (1) y (2), dentro de un tubo más grande (5); sin embargo, las figuras muestran lo contrario. Las Fig. 7A y 7B corresponden a la configuración de los tubos dentro de un tubo grande, mientras que las Fig. 8A y 8B muestran las placas soldadas al tubo grande.

En general, la descripción no es suficientemente clara porque presenta problemas de traducción, que dificultan la comprensión de la invención. Además, no presenta pruebas o estudios que soporten el efecto técnico que se está divulgando. La divulgación no es suficiente para entender, por ejemplo, cómo se crean las fracturas hidráulicas, las fracturas de inyección de fluido y las fracturas de recuperación de hidrocarburos, pues es de conocimiento de la persona normalmente versada en la materia que dichas fracturas se crean mediante la inyección de un fluido de fracturación (fracturamiento hidráulico¹), pero en la solicitud no se evidencia cómo se crean. La descripción tiene problemas de claridad y suficiencia pero se le indica al solicitante que respecto a la información requerida, no se admitirán modificaciones que amplíen el objeto inicial de la invención, sin perjuicio de lo anterior se aceptarán: (i) documentos relevantes del estado de la técnica no citados siempre y cuando no incluya aclaraciones, o comentarios del solicitante, respecto a la invención; (ii) adaptación de la descripción a las reivindicaciones; (iii) otras de naturaleza similar.

5. Determinación del Estado de la Técnica

El estado de la técnica se determinó con base en la fecha de presentación de la solicitud de prioridad: julio 4 de 2013, y se encontraron los siguientes documentos que anticipan el objeto de esta solicitud:

Ítem	Documento	Título	Fecha de Publicación
D1	WO 2012/054139	"Methods for establishing a subsurface fracture network"	26/abril/2012
D2	US 2013/0043030	"Processes for fracturing a well"	21/febrero/2013

El documento D1² divulga un método para crear una red de fracturas en un reservorio. El método incluye diseñar el sistema de una red de fracturas deseada, y determinar los esfuerzos requeridos in situ para crear la red de fracturas deseada dentro del reservorio. El método además incluye diseñar una disposición de fracturas para alterar los esfuerzos in situ dentro del campo de esfuerzo, para luego inyectar un fluido de fracturación bajo presión al reservorio con el fin de crear un grupo inicial de fracturas dentro del mismo. El método también incluye monitorear los esfuerzos in situ dentro del campo de esfuerzo, y modificarlos. El método además incluye inyectar un fluido de fracturación bajo presión al reservorio con el fin de expandir el grupo de

¹ http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hydraulic_fracturing.aspx

² https://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/originalDocument?CC=WO&NR=2012054139A2&KC=A2&FT=D&ND=3&date=20120426&DB=EPODOC&locale=en_EP

Oficio N° 13081

Ref. Expediente N° 15312593

fracturas iniciales y crear la red de fracturas. También provee un método para recuperar hidrocarburos de una formación sub-superficial, donde la red de fracturas es creada a partir de un único pozo de producción, desviado (Resumen).

El documento D2³ divulga procesos y sistemas para fracturar una formación. Las herramientas, que pueden ser selectivamente abiertas o cerradas, son puestas sobre una tubería de revestimiento corta (liner) que a su vez es puesta dentro de un pozo subterráneo. Pares separados de empacadores son unidos a y puestos a lo largo de la tubería de revestimiento corta de modo que cruzan cada herramienta. El fluido de fracturación es bombeado desde la superficie a través de la herramienta tubular y abierta y pasa un par de empacadores a una temperatura y velocidad de inyección que genera la contracción de la tubería de revestimiento corta. Luego, la velocidad del fluido de fracturación es suficiente para activar el par de empacadores adyacentes a la herramienta de apertura. El bombeo continuado del fluido de fracturación es dirigido por el conjunto de empacadores dentro de los alrededores subterráneos a una presión suficiente para fracturar los alrededores subterráneos (Resumen).

6. Examen de Patentabilidad (Art. 14 D486)

El siguiente examen de patentabilidad se realizó teniendo en cuenta las objeciones señaladas en el numeral 4 de la presente comunicación.

Nivel inventivo (Art 18 D486)

La reivindicación 1 consiste en: “*Un método para el barrido de un depósito petrolífero subterráneo y la recuperación de hidrocarburos del mismo (...)*” (Pág. 3 y 4, Radicado N° 15-312593-0004-0000).

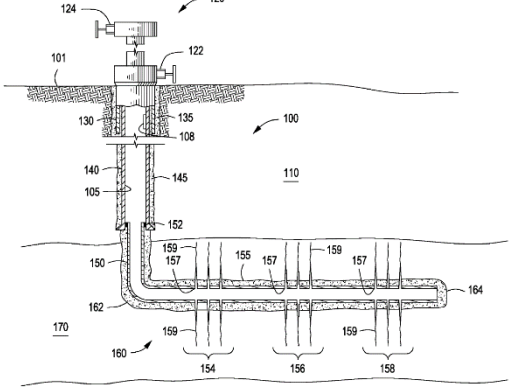
Comparación de las características técnicas esenciales, con las del estado de la técnica:

Características esenciales	D1	D2
Un método para el barrido de un depósito petrolífero subterráneo y la recuperación de hidrocarburos del mismo, dicho método caracterizado por comprender las etapas de:	La presente invención trata sobre la formación de fracturas artificiales en una formación subterránea (Párr. 3). Se provee un método para crear una red de fracturas en un reservorio (Párr. 19). También se provee un método para recuperar hidrocarburos de una formación sub-superficial, donde la red de fracturas es creada a partir de un único pozo de producción, desviado (Resumen).	La presente invención trata sobre procesos y sistemas para fracturar un entorno subterráneo luego de que ha ocurrido un movimiento significativo de tuberías en el pozo, y más particularmente, a procesos y sistemas para fracturar entornos subterráneos donde el fluido de fracturación es usado para ubicar empacadores adyacentes a una abertura en una tubería posicionada en un pozo subterráneo y a fracturar la formación subterránea (Párr. 2).
(i). perforar un pozo horizontal en dicho depósito	El método también incluye fracturar la formación subterránea a lo largo de la primera y segunda zonas. Esto forma una	De acuerdo con una forma de la invención ilustrada en la Fig. 1, un pozo subterráneo (10) se

³https://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/originalDocument?CC=US&NR=2013043030A1&KC=A1&FT=D&ND=3&date=20130221&DB=EPODOC&locale=en_EP

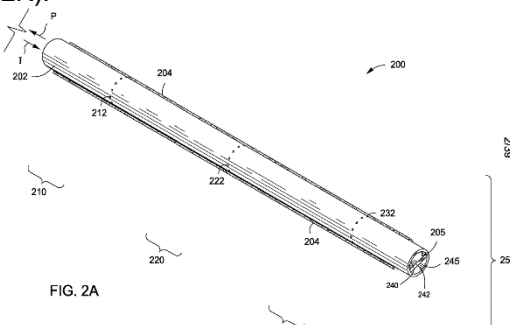
Oficio N° 13081

Ref. Expediente N° 15312593

petrolífero; (ii). crear una pluralidad de fracturas hidráulicas espaciadas que se extienden radialmente hacia afuera de dicho pozo horizontal y espaciadas lateralmente a lo largo de una longitud de dicho pozo horizontal, en donde dichas fracturas hidráulicas están en comunicación de fluido con un interior de dicho pozo horizontal;	pluralidad de fracturas que se extienden desde el pozo en un plano orientado de forma aproximadamente vertical que es sustancialmente perpendicular a la dirección de menos o mínimo esfuerzo principal. Preferiblemente el pozo desviado es terminado como un pozo sustancialmente horizontal dentro de la formación subterránea. En esta instancia, las fracturas se extienden de manera sustancialmente transversal al pozo en un plano orientado de manera aproximadamente vertical, y en algunas ocasiones se denominan fracturas verticales, que son sustancialmente perpendiculares a la dirección de menos o menor esfuerzo principal (Párr. 36). Como se usa acá, el término ‘fractura hidráulica’ se refiere a una fractura que está parcialmente propagada en una formación, donde la fractura es creada por medio de la inyección de fluidos a presión dentro de la formación (Párr. 108). Para permitir el flujo de los hidrocarburos desde la formación (170) dentro de la tubería de producción (150), ésta debe perforarse. Las perforaciones se muestran en (157). Aunque solamente se muestran tres conjuntos de perforaciones (157), se entiende que la porción horizontal (160) puede tener más conjuntos de perforaciones (157) (Párr. 118 y Fig. 1). El operador puede querer fracturar la formación (170). Esto se hace inyectando un fluido de fracturación bajo alta presión a través de las perforaciones (157) y dentro de la formación (170). El proceso de fracturación crea fisuras (159) a lo largo de la formación (170) para mejorar el flujo de fluidos en la tubería de producción (150) (Párr. 119 y Fig. 1). 	extiende desde la superficie de la tierra (13), (...) y penetra uno o más alrededores subterráneos (18) de interés. Aunque el pozo (10) puede tener cualquier configuración subterránea como será evidente para la persona versada en la materia, el pozo ilustrado en la Fig. 1 tiene una configuración horizontal a través de los alrededores subterráneos (18) de interés (Párr. 19 y fig. 1). Una vez los empacadores han sido deformados, el fluido de fracturación es restringido de fluir en el anillo (15) más allá de los empacadores deformados (22A), (23A), y en su lugar es dirigido a la herramienta adyacente (20A) hacia los alrededores subterráneos (18) bajo una presión suficiente para formar las fracturas (30A), que se extienden radialmente, hacia afuera del agujero abierto (17) dentro de los alrededores subterráneos (18) adyacentes a la herramienta (20A) (Párr. 21 y Fig. 3).
(iii). insertar una tubería de canal múltiple que tiene una pluralidad de canales discretos individuales que se extiende en la	Es deseable incrementar la complejidad de las fracturas (159) en la formación (170). Esto incrementa la exposición de la matriz de la roca, compensando la formación (170) con las perforaciones (157) y, por lo tanto, con el pozo (105). Por lo tanto, se provee un proceso en el que las fracturas	No lo menciona.

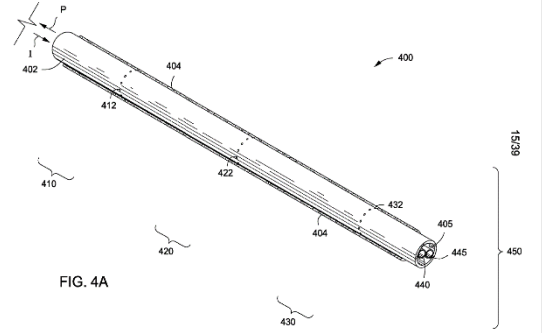
Oficio N° 13081

Ref. Expediente N° 15312593

misma sustancialmente a lo largo de una longitud de dicha tubería y que tiene al menos un elemento empacador situado a lo largo de una longitud de la misma, en dicho pozo horizontal, en donde dichos canales discretos comprenden al menos un canal de inyección de fluido y un canal de recuperación de hidrocarburos separado;	pueden ser formadas incrementalmente dentro de la formación (170) en diferentes ejes y ángulos. Pasos ilustrativos de dicho proceso, en una forma de la invención, se muestran en las figuras 2A a 2K (Párr. 121, Fig. 1 y Figs. 2A a 2K). El pozo (200) incluye una sarta de revestimiento (202). La tubería (202) ha sido cementada a la formación (250). (...) La tubería (202) define una región tubular alargada que forma un agujero (205) a través del mismo. En el arreglo de pozo de las figuras 2A a 2K, el agujero (205) es bifurcado en las secciones (240), (245). Las secciones (240), (245) son separadas por una pared (242) de manera que no hay comunicación fluida entre las secciones (240) y (245). (...) El beneficio de bifurcar el agujero (205) es que permite al operador, alternativamente, producir fluidos de e inyectar fluidos a la formación subterránea (250). Esto se puede hacer sin alternar las sarts de tubería de producción y de la tubería de inyección hacia y desde la tubería (202). (...) Más adelante, las reivindicaciones permiten ubicar tanto una sarta de producción como una sarta de inyección juntas dentro del agujero (205) de la tubería (205) (como se muestra en las Fig. 4A a 4Q)) (Párr. 124 y Figs. 2A a 2K).  FIG. 2A El pozo (400) incluye una sarta de revestimiento (402). La tubería (402) ha sido cementada a la formación (450). (...) La tubería (402) define una región tubular alargada que forma un agujero (405) a través del mismo. En el arreglo de pozo de las figuras 4A a 4Q, el agujero (405) emplea dos sarts de tubería separadas. Estas representan una primera sarta (440) usada para la inyección de fluidos dentro de la formación subterránea (450), y una segunda sarta (445) usada para la producción de fluidos desde la formación subterránea (450) (Párr. 170 y Figs. 4A a 4Q).	
---	--	--

Oficio N° 13081

Ref. Expediente N° 15312593

		
(iv). situar dicho al menos un elemento empacador en dicha tubería entre un par adyacente de dichas fracturas hidráulicas que se extienden radialmente hacia afuera de dicho pozo horizontal, y el despliegue de dicho elemento empacador en la manera anterior;	Alternativamente, la tubería de revestimiento (402) puede estar equipada con válvulas o camisas de deslizamiento a lo largo de la tubería de revestimiento (402) controladas por medio de fibra óptica u otros medios de comunicación (Párr. 181) No menciona que se sitúe un elemento empacador entre un par adyacente de las fracturas hidráulicas, ni que dichos empacadores sean desplegados.	Un conjunto de empacadores (22A-N), (23A-N) son posicionados sobre la tubería de revestimiento corta (16) adyacentes a cada una de las herramientas (20A-N) tan cerca como sea práctico para la apertura selectiva en cada herramienta. Como el número de empacadores (22), (23) variará dependiendo de la aplicación exacta y del número total de herramientas (20) que sean puestas en el pozo, el número total de conjuntos de empacadores que sean puestos en el pozo y sean capaces de ser abiertos y cerrados selectivamente es designado con la letra N". Los empacadores (22A-N), (23A-N) de cada conjunto son designados para ser sujetos a deformación o hisopado a una presión dada que puede ser generada por el flujo de fluido a través del elemento empacador excediendo una velocidad predeterminada. Cualquier empacador adecuado que pueda ser deformado por la aplicación de suficiente presión de fluido y velocidad de flujo hacia el exterior del mismo puede ser empleado en el proceso de la presente invención. El conjunto de empacadores distales de la superficie de la tierra pueden consistir solamente del empacador (22A) dado que el extremo del pozo (10) puede servir para dirigir el fluido de fracturación hacia el alrededor subterráneo (18) adyacente a la herramienta (20A) en lugar del empacador (23A) (Párr. 20 y Fig. 1 a 4). En operación, la camisa de deslizamiento (20A) puede ser

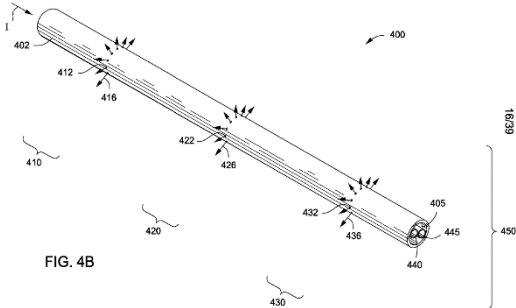
Oficio N° 13081

Ref. Expediente N° 15312593

		abierta por cualquier medio (...). Como se muestra por las flechas (40) en la Fig. 2, el fluido de fracturación bombeado por la tubería de revestimiento corta (16), sale por el puerto abierto en la herramienta (20A) y fluye en ambas direcciones dentro del anillo (15) más allá de los dos empacadores adyacentes (22A), (23A). (...) La velocidad del fluido de fracturación en el anillo (15) a medida que el fluido fluye más allá de los empacadores (22A), (23A) es suficientemente alta para hacer que cada empacador (22A), (23A) se deforme exteriormente hasta un sellado con el agujero abierto (17) ilustrado en la Fig. 2. (...) Otro método para inducir el movimiento de la tubería antes del ajuste de los empacadores puede ser bombear el fluido de fracturación a una tasa más baja que la necesaria para hacer que los empacadores se deformen o se activen. Una vez el tubo ha sido sustancialmente contraído, ese puede incrementar la tasa del fluido de fracturación para deformar o activar los empacadores. Una vez estos empacadores se han deformado, el fluido de fracturación está restringido para fluir en el anillo (15) más allá de los empacadores deformados (22A), (23A), y en su lugar es dirigido dentro de los alrededores subterráneos (18) adyacentes a la herramienta (20A) bajo una presión suficiente para formar las fracturas (30A) que se extienden radialmente, hacia afuera de un agujero abierto (17) en los alrededores subterráneos (18) adyacentes a la herramienta (20A) (Párr. 21, Fig. 2 y 3).
(v). inyectar un fluido de inyección en dicho depósito a través de dicho canal de inyección de fluido en dicha tubería de canal	El beneficio de bifurcar el agujero (205) es que permite al operador, alternativamente, producir fluidos de e inyectar fluidos a la formación subterránea (250). Esto se puede hacer sin alternar las sarta de tubería de producción y de la tubería de inyección hacia y desde la tubería (202). (...) Más adelante, las reivindicaciones permiten ubicar tanto una sarta de	No lo menciona.

Oficio N° 13081

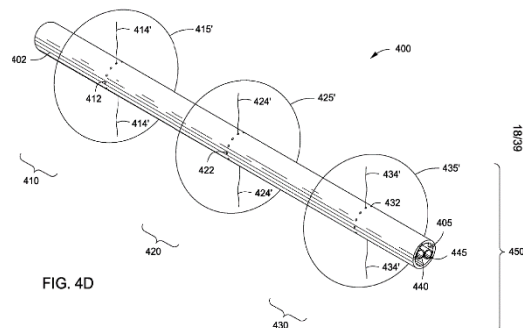
Ref. Expediente N° 15312593

múltiple, y fluir dicho fluido de inyección al interior de una de dicho par de fracturas hidráulicas adyacentes a través de una apertura en dicho canal de inyección de fluido; y (vi). recuperar hidrocarburos que drenan al otro de dicho par de fracturas hidráulicas adyacentes y después a dicho canal de recuperación de hidrocarburos a través de una abertura adicional situada en dicho canal de recuperación de hidrocarburos.	producción como una sarta de inyección juntas dentro del agujero (205) de la tubería (205) (como se muestra en las Fig. 4A a 4Q)) (Párr. 124 y Figs. 2A a 2K). El beneficio de usar sartas separadas (440), (445) dentro del agujero (205) es que permite al operador, alternativamente, producir fluidos de e inyectar fluidos a la formación subterránea (450). Esto se puede hacer sin alternar las sartas de tubería de producción y de la tubería de inyección hacia y desde la tubería (402). (Párr. 171 y Figs. 4A a 4Q). En la Figura 4A, se ven flechas separadas “P” e “I”. La flecha “I” indica el camino de inyección de fluidos dentro de la formación subterránea (450). Los fluidos de inyección pueden viajar a través de la primera sarta de tubería (440). De forma similar, la flecha “P” indica el flujo de los fluidos de producción desde la formación subterránea (450). Los fluidos de producción pueden viajar a través de la segunda sarta de tubería (445) (Párr. 172 y Fig. 4A). La Figura 4B presenta una siguiente vista del pozo (400). En ella, se inyecta un fluido de fracturación a la formación subterránea (450). El fluido fluye a la sarta de tubería (440) de acuerdo con la flecha “I”. Desde ahí, el fluido fluye a alta presión a través de las perforaciones (412), (422), (432) en la tubería (402), y dentro de la formación subterránea (450). Las flechas (416) indican el flujo de fluido de fracturación dentro de la primera zona (410); las flechas (426) indican el flujo de fluido de fracturación dentro de la segunda zona (420); y las flechas (436) indican el flujo de fluido de fracturación dentro de la tercera zona (430) (Párr. 175 y Fig. 4B).  FIG. 4B En la Figura 4D, el pozo (400) ha sido puesto en producción total. Los fluidos de hidrocarburo están siendo producidos desde la formación subterránea (450) a lo largo de cada una de la primera (410), segunda (420) y tercera (430) zona. Los fluidos fluyen desde la formación subterránea (450), a través de las fracturas verticales (414'), (424'), (434'), y a través de las respectivas perforaciones (412), (422), (432). Desde allí, los fluidos de
--	---

Oficio N° 13081

Ref. Expediente N° 15312593

producción fluyen a través de la tubería (445) dentro de la tubería de revestimiento (402), y hacia la superficie (no se muestra) de acuerdo con 'P' (Párr. 177 y Fig. 4D).

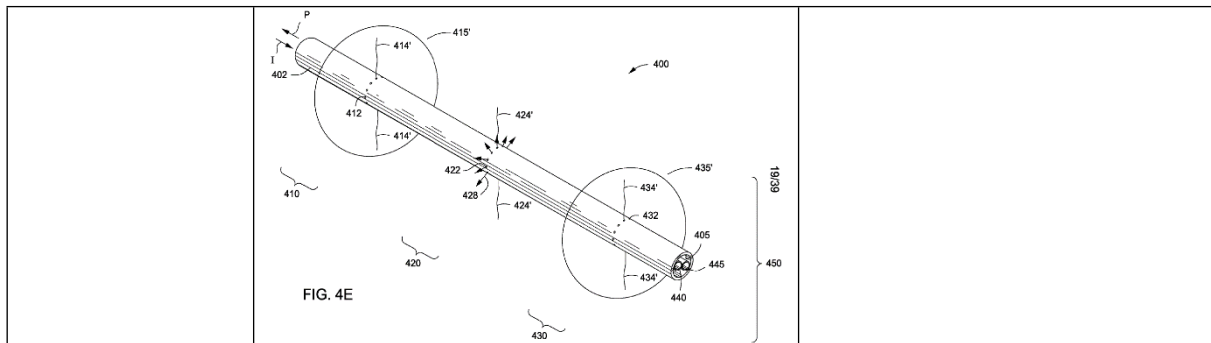


En la Fig. 4E, la producción de la segunda zona (420) ha sido suspendida. Se inyecta un fluido en la formación subterránea (450) a lo largo de la segunda zona (420). Esto incrementa la presión del reservorio a lo largo de la segunda zona (420), y se extiende hacia la primera (410) y tercera (430) zona. La inyección de fluidos es indicada por la flecha de inyección "I". Los fluidos viajan a través de la primera sarta de tubería (440), y salen por las perforaciones (422) en la segunda zona (420). La inyección de fluidos en la formación subterránea (450) se muestra por las flechas (428) (Párr. 179 y Fig. 4E). Nótese que la inyección de fluidos en la formación subterránea, denotada por las flechas (428), se hace a una menor presión que la inyección de fluidos con propósitos de fracturación. La inyección de fluidos bajo la presión de fracturación se denota con las flechas (426) (ver Fig. 4B). Se prefiere, en el paso de la Fig. 4E, que los fluidos sean inyectados a una presión más baja que la de fracturación, con el propósito de aumentar la presión del reservorio en la formación subterránea (450) y modificar los esfuerzos in situ (Párr. 180, Fig. 4B y 4E).

Al mismo tiempo que los fluidos son inyectados en la segunda zona (420), la producción continúa en la primera (410) y tercera (430) zona. La producción de fluidos es indicada por la flecha de producción "P". La producción e inyección simultánea de fluidos requiere del uso de caminos de flujo separados. Tal alcance se da gracias a las sartas de tubería separadas primera (440) y segunda (445). De forma alterna, esto puede ser provisto por los canales de flujo separados especialmente maquinados en un cuerpo tubular como se muestra en (240), (245) de la Fig. 2ª (Párr. 181 y Fig. 4E).

Oficio N° 13081

Ref. Expediente N° 15312593



El documento D1 se considera el estado de la técnica más cercano a la invención definida en la reivindicación 1 porque divulga un método para crear una red de fracturas en un reservorio. El método incluye diseñar el sistema de una red de fracturas deseada, y determinar los esfuerzos requeridos in situ para crear la red de fracturas deseada dentro del reservorio. El método además incluye diseñar una disposición de fracturas para alterar los esfuerzos in situ dentro del campo de esfuerzo, para luego inyectar un fluido de fracturación bajo presión al reservorio con el fin de crear un grupo inicial de fracturas dentro del mismo. El método también incluye monitorear los esfuerzos in situ dentro del campo de esfuerzo, y modificarlos. El método además incluye inyectar un fluido de fracturación bajo presión al reservorio con el fin de expandir el grupo de fracturas iniciales y crear la red de fracturas. También provee un método para recuperar hidrocarburos de una formación sub-superficial, donde la red de fracturas es creada a partir de un único pozo de producción, desviado (Resumen).

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 1 y el método divulgado de D1 consiste en que este último no divulga que se sitúe un elemento empacador, que es desplegado, entre un par adyacente de las fracturas hidráulicas.

El efecto que se logra al situar un elemento empacador, que es desplegado, entre un par adyacente de las fracturas hidráulicas es evitar la comunicación fluida entre dichas fracturas hidráulicas adyacentes.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿Cómo modificar el procedimiento conocido en D1 para conseguir evitar la comunicación fluida entre fracturas hidráulicas adyacentes?”

Sin embargo, la utilización elementos empacadores, que son desplegados, entre un par adyacente de fracturas hidráulicas para para evitar la comunicación fluida entre fracturas hidráulicas adyacentes, ya está divulgada en el documento D2, que se refiere a un conjunto de empacadores (22A-N), (23A-N) que son posicionados sobre la tubería de revestimiento corta (16) adyacentes a cada una de las herramientas (20A-N) tan cerca como sea práctico para la apertura selectiva en cada herramienta. Como el número de empacadores (22), (23) variará dependiendo de la aplicación exacta y del número total de herramientas (20) que sean puestas en el pozo, el número total de conjuntos de empacadores que sean puestos en el pozo y sean capaces de ser abiertos y cerrados selectivamente es designado con la letra N“. Los empacadores (22A-N), (23A-N) de cada conjunto son designados para ser sujetos a deformación o hisopado a una presión dada que puede ser generada por el flujo de fluido a través del elemento empacador excediendo una velocidad predeterminada. Cualquier empacador adecuado que pueda ser deformado por la aplicación de

Oficio N° 13081

Ref. Expediente N° 15312593

suficiente presión de fluido y velocidad de flujo hacia el exterior del mismo puede ser empleado en el proceso de la presente invención. El conjunto de empacadores distales de la superficie de la tierra pueden consistir solamente del empacador (22A) dado que el extremo del pozo (10) puede servir para dirigir el fluido de fracturación hacia el alrededor subterráneo (18) adyacente a la herramienta (20A) en lugar del empacador (23A) (Párr. 20 y Fig. 1 a 4). En operación, la camisa de deslizamiento (20A) puede ser abierta por cualquier medio (...). Como se muestra por las flechas (40) en la Fig. 2, el fluido de fracturación bombeado por la tubería de revestimiento corta (16), sale por el puerto abierto en la herramienta (20A) y fluye en ambas direcciones dentro del anillo (15) más allá de los dos empacadores adyacentes (22A), (23A). (...) La velocidad del fluido de fracturación en el anillo (15) a medida que el fluido fluye más allá de los empacadores (22A), (23A) es suficientemente alta para hacer que cada empacador (22A), (23A) se deforme exteriormente hasta un sellado con el agujero abierto (17) ilustrado en la Fig. 2. (...) Otro método para inducir el movimiento de la tubería antes del ajuste de los empacadores puede ser bombear el fluido de fracturación a una tasa más baja que la necesaria para hacer que los empacadores se deformen o se activen. Una vez el tubo ha sido sustancialmente contraído, ese puede incrementar la tasa del fluido de fracturación para deformar o activar los empacadores. Una vez estos empacadores se han deformado, el fluido de fracturación está restringido para fluir en el anillo (15) más allá de los empacadores deformados (22A), (23A), y en su lugar es dirigido dentro de los alrededores subterráneos (18) adyacentes a la herramienta (20A) bajo una presión suficiente para formar las fracturas (30A) que se extienden radialmente, hacia afuera de un agujero abierto (17) en los alrededores subterráneos (18) adyacentes a la herramienta (20A) (Párr. 21, Fig. 2 y 3).

En consecuencia, la persona del oficio normalmente versada en la materia, incluiría situar al menos un elemento empacador, que se despliega, tal como el divulgado por el documento D2, entre un par adyacente de las fracturas hidráulicas del documento D1 para llegar así al objeto de la reivindicación 1 de la solicitud. Por lo cual se considera obvia.

Asimismo, el documento D1 divulga las características de las reivindicaciones dependientes así:

- Reivindicación 11: En la Fig. 4E, la producción de la segunda zona (420) ha sido suspendida. Se inyecta un fluido en la formación subterránea (450) a lo largo de la segunda zona (420). Esto incrementa la presión del reservorio a lo largo de la segunda zona (420), y se extiende hacia la primera (410) y tercera (430) zona. La inyección de fluidos es indicada por la flecha de inyección "I". Los fluidos viajan a través de la primera sarta de tubería (440), y salen por las perforaciones (422) en la segunda zona (420). La inyección de fluidos en la formación subterránea (450) se muestra por las flechas (428) (Párr. 179 y Fig. 4E). Al mismo tiempo que los fluidos son inyectados en la segunda zona (420), la producción continúa en la primera (410) y tercera (430) zona. La producción de fluidos es indicada por la flecha de producción "P". La producción e inyección simultánea de fluidos requiere del uso de caminos de flujo separados. Tal alcance se da gracias a las sartas de tubería separadas primera (440) y segunda (445). De forma alterna, esto puede ser provisto por los canales de flujo separados especialmente maquinados en un cuerpo tubular como se muestra en (240), (245) de la Fig. 2A (Párr. 181 y Fig. 4E).

Oficio N° 13081

Ref. Expediente N° 15312593

- Reivindicaciones 12 y 14: Los fluidos de producción pueden incluir, pero no están limitados a, aceite, (...) gas, (...) y agua (incluyendo vapor) (Párr. 99).

Puesto que las reivindicaciones dependientes 11, 12 y 14 no mencionan características inventivas adicionales tampoco se pueden considerar inventivas.

Así mismo las reivindicaciones dependientes 2 a 10, 11 y 13 no mencionan características técnicas tangibles adicionales que puedan brindarle nivel inventivo al objeto de la reivindicación 1, puesto que se encuentran afectadas por el Art 30 D 486.

7. Conclusión

Los requisitos de Patentabilidad de la presente solicitud están afectados así:

Ítem	Documento	Reivindicaciones afectadas	Requisito que afecta
D1	WO 2012/054139	1 a 14	Nivel Inventivo
D2	US 2013/0043030	1	Nivel inventivo

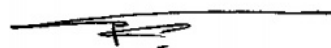
En cumplimiento del artículo 45, de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le indica que debe dar respuesta dentro del término de sesenta (60) días contados a partir de la fecha de notificación de la presente comunicación. En caso de no dar respuesta al presente requerimiento, o si a pesar de la respuesta subsistieran los impedimentos para la concesión, se denegará la patente.

Si como respuesta a este requerimiento el solicitante llegara a modificar: i) el capítulo reivindicatorio, ii) la descripción de la invención a proteger, iii) o presente un nuevo capítulo reivindicatorio, y desee que se realice un nuevo examen de patentabilidad a esta modificación, no deberá pagar la tasa de modificación voluntaria pero sí la correspondiente a la tasa de examen de patentabilidad. En todo caso, el número de requerimientos por no patentabilidad estará supeditado a que el término del estudio de patentabilidad no sea superior a 18 meses, contados desde la publicación de la solicitud de patente de invención. Adicionalmente, se le recuerda al solicitante que si como respuesta a este requerimiento llegara a modificar el capítulo reivindicatorio y éste contenga más de diez (10) reivindicaciones deberá pagar la tasa por reivindicación adicional.

Se invita al solicitante se sirva indicar, si así lo considera, su renuncia al término faltante para los sesenta (60) días.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el Título I, Actuaciones ante la Superintendencia de Industria y Comercio; Capítulo sexto, publicación, comunicación, notificación y ejecutoria de las decisiones de la Superintendencia de Industria y Comercio, informándoles que contra el mismo no procede el recurso de la vía gubernativa.

Atentamente,



Oficio N° 13081

Ref. Expediente N° 15312593

DIRECTOR DE NUEVAS CREACIONES (C)

Elaborado: MONICA LILIANA SARMIENTO ROMERO

Revisado: ALBA ROCÍO LEMUS QUIROGA

Aprobado: JOSÉ LUIS SALAZAR LÓPEZ