

REPÚBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Oficio N° 16243

Ref. Expediente N° 15312586

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/CA2014/050621				
Fecha de Presentación Internacional	27 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	15-312586-00000-0000	30 de diciembre de 2015
Reivindicaciones:	15-312586-00003-0000	14 de abril de 2016
Dibujos:	15-312586-00000-0000	30 de diciembre de 2015
Prioridad(es):	País: CA, Número: 2,820,742 Fecha: 4 de julio de 2013 País: CA, Número: 2,835,592 Fecha: 28 de noviembre de 2013	

2. Análisis de la Prioridad

Se acepta la reivindicación de prioridad porque esta solicitud fue presentada dentro del plazo establecido y el contenido técnico de esta solicitud corresponde con el de la prioridad reivindicada.

Oficio N° 16243

Ref. Expediente N° 15312586

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 las cubiertas por la tasa pagada. Por lo tanto, se estudiarán las reivindicaciones 1 a 5 del capítulo reivindicatorio (Radicado 15-312586-0003-0000).

Título de la solicitud: "PROCESO DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS MEJORADO EXPLOTANDO MÚLTIPLES FRACTURAS INDUCIDAS" (Rad. 15-312586-00000-0000).

El problema planteado en esta solicitud consiste en la necesidad de obtener 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.

Para resolver este problema técnico, la solicitud en estudio proporciona 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 represurizando la formación.

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

4. De la solicitud de patente

Reivindicaciones (Art 30 D 486, Art 22 PCT)

- La reivindicación 1 no es clara porque presentan términos generales tales como: "*ubicaciones aisladas*", "*fluido a presión*", "*agente de soporte*", "*condición apoyada*", "*miembro de empaque accionable*", "*zona anular intermedia*", "*fisura remanentes*", "*reactivar*" y "*fisura adyacente*", los cuales,

Oficio N° 16243

Ref. Expediente N° 15312586

aunque corresponden a términos conocidos, abarcan una extensa gama de posibilidades, de tal manera que sugieren de forma imprecisa que la protección se extiende a otras posibles variaciones o modificaciones. Se sugiere sustituirlas por un término preciso o un rango concreto.

- La reivindicación 1 no es clara porque presentan términos indefinidos y/o imprecisos tales como: “proximal”, “una pluralidad”, “distal”, “uno o más”, “restante(s)”, “u otro fluido” y “más próxima”, utilizados para definir el rango de varias características del proceso deben eliminarse. Estos términos no permiten establecer un intervalo puntual para cada una de las características técnicas, no siendo estas precisas y por lo tanto no claras, ya que no permiten una comparación con el estado de la técnica. Se sugiere sustituirlas por un término preciso o un rango concreto.
- Se sugiere realizar aclaración sobre la frase “o después del paso (ii) antes de inyectar un agente de soporte a presión en dichas fisuras creadas (5a, 5b), para dar dichas fisuras que se extienden hacia arriba (5a, 5b) en dicha formación (6) en una condición apoyada”, ya que no es claro el paso o etapa que se pretende desarrollar.
- La reivindicación 1 referida a un método se incluyen características funcionales tales como: “para dar dichas fisuras que se extienden hacia arriba (5a, 5b) de dicha formación (6) en una condición apoyada”, “adaptado cuando es accionado para crear un sello entre dicha tubería (55) y dicho pozo (90)” y “para hacer que dicho fluido fluya al interior de dicha fisura más distal que se extiende hacia arriba (...)” no se tendrán en cuenta para el estudio ya que dichas características si bien se pueden incluir para brindar claridad al objeto a proteger, no le pueden dar novedad ni nivel inventivo a la invención. Las reivindicaciones deben caracterizar el proceso por una secuencia de etapas técnicas con sus condiciones (materias primas, equipos, temperaturas, flujos, presiones, etc.), por medio de las cuales se transforme una materia en un producto o se obtenga un resultado.
- Las reivindicaciones 1 a 5 tienen por objeto un proceso, sin embargo, aunque muestra la secuencia de etapas técnicas no enseña las etapas técnicas con sus condiciones técnicas (temperaturas, flujos, presiones, etc.), por todo lo anterior estas reivindicaciones no son claras. Se sugiere realizar las aclaraciones respectivas o definir la invención por sus características esenciales y estructurales, teniendo en cuenta de no modificar o ampliar la material ya divulgada.
- Las reivindicaciones 2 a 5 no son concisas ya que se encuentran contenidas dentro del alcance de la materia contenida en la reivindicación 1, se sugiere hacer la aclaración respectiva. Así mismo el capítulo reivindicatorio no es conciso porque contiene un excesivo número de reivindicaciones independientes, lo cual hace difícil definir cuál es el objeto que se busca proteger.

Oficio N° 16243

Ref. Expediente N° 15312586

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: 4 de julio de 2013 y se encontró el siguiente documento que anticipa el objeto de esta solicitud:

Ítem	Documento	Título	Fecha de Publicación
D1	US2013043030	"Processes for fracturing a well"	21/febrero/2013

El documento D1¹ divulga procedimientos 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)

Nivel Inventivo (Art 16 D486)

La reivindicación 1 consiste en: *"Un proceso (20) para la recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea (6) a través de un único pozo utilizando fracturas hidráulicas que se convierten en canales de inyección y producción (5a,5b) dentro de dicha formación (6), que comprende los pasos de: (Radicado N° 15-312586-0003-0000).*

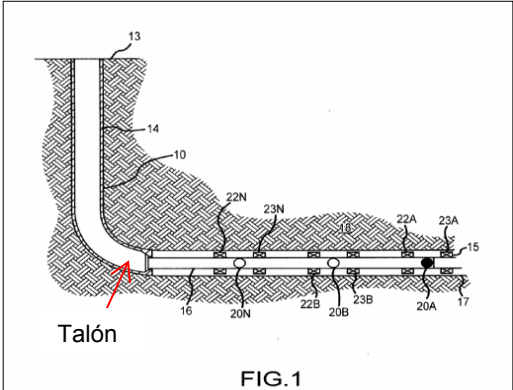
Comparación de las características técnicas esenciales, con las del estado de la técnica:

Características esenciales	D1
Un proceso (20) para la recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea (6) a través de un único pozo utilizando fracturas hidráulicas que se convierten en canales de inyección y producción (5a,5b) dentro de dicha formación (6), que comprende los pasos de:	Procedimientos y sistemas para fracturar una entorno subterráneo y para fracturar una formación subterráneo después de un movimiento significativo de tuberías en el pozo, a procedimientos y sistemas para fracturar entornos subterráneos en el que un fluido de fracturación es usado para ubicar empacadores adyacentes a una abertura de una tubería posicionada en un tubo subterráneo y a fracturar la formación subterránea (Párr. 0002)
i) Perforar un pozo de inyección/producción (90) que tiene una pata vertical (91) y una pata horizontal (92) que se extienden horizontalmente hacia afuera desde un extremo inferior de dicha pata vertical (91), dicha pata horizontal (92) tiene un talón próximo a un	

¹https://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/originalDocument?CC=US&NR=2013043030A1&KC=A1&FT=D&ND=3&date=20130221&DB=&locale=en_EP

Oficio N° 16243

Ref. Expediente N° 15312586

extremo proximal del mismo y una base (100) próxima a un extremo distal de la misma;	 Perforar tanto la carcasa y la formación subterránea (Párr. 0004). El pozo puede tener cualquier configuración subterránea adecuada, tal como generalmente vertical, en general desviado, generalmente horizontal, o combinaciones de los mismos, como será evidente para un experto en la materia (Párr. 0018). El pozo ilustrado en la Fig. 1 tiene una configuración horizontal a través de los alrededores subterráneos (18) de interés (Párr. 0019). Según la figura 1. Se extiende horizontalmente hacia afuera desde un extremo inferior de pata vertical que tiene un talón próximo a un extremo proximal del mismo y una base próxima a un extremo distal de la misma.
ii) Crear fisuras que se extienden hacia arriba (5a,5b) en la formación (6) a lo largo de dicha pata horizontal (92) inyectando un fluido a presión (96) en dicha pata horizontal (92), a una pluralidad de ubicaciones aisladas a lo largo de una longitud de dicha pata horizontal (92);	(...) el fluido puede producirse a partir de la formación subterránea de interés, en el agujero del pozo y a través de la tubería de producción y/o secuencia de la cubierta a la superficie de la tierra. Cuando se desea para estimular o fracturar la formación subterránea de interés en múltiples lugares a lo largo de una perforación de pozo que penetran en la formación, es decir, a lo largo de un agujero abierto, medios de aislamiento, tales como los empacadores, puede ser accionado en el agujero abierto a aislar cada en particular lugar en el que la inyección se va a producir a partir de los lugares restantes. A partir de entonces el fluido puede ser bombeado bajo la presión de la superficie en el pozo y la formación subterránea adyacente a cada ubicación aislada con el fin de fracturar la misma hidráulicamente. La formación subterránea puede ser hidráulicamente fracturada de forma simultánea o secuencialmente (Párr. 0006).
iii) en donde dicho fluido a presión contiene un agente de soporte, o después del paso (ii) antes de inyectar un agente de soporte a presión en dichas fisuras creadas (5a, 5b).	Además, a menudo es deseable para estimular la formación subterránea de interés para mejorar la producción de los fluidos, tales como hidrocarburos, de la misma por el bombeo de fluido a presión en el pozo y la formación subterránea circundante de interés para inducir la fractura hidráulica de los mismos (Párr. 0006). No menciona el fluido a presión contenga un agente de soporte

Oficio N° 16243

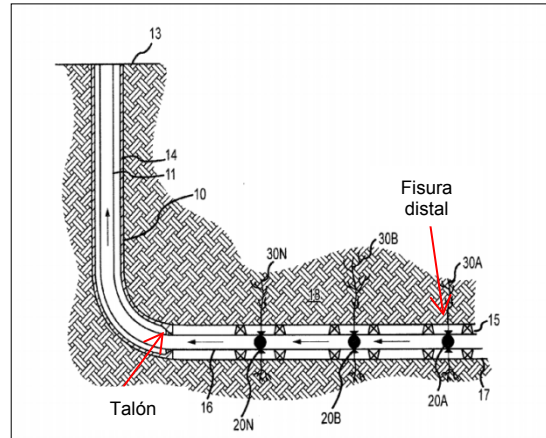
Ref. Expediente N° 15312586

iv) posicionar la tubería alargada y hueca (55) en dicha pata horizontal (92) dicha tubería (55) tiene una abertura (94) a un extremo distal del mismo y un miembro de empaque accionable (93) próximo a dicho extremo distal de dicha tubería (55) adaptado cuando es accionado para crear un sello entre dicha tubería (55) y dicho pozo (90), y situar dicho miembro de empaque (93) y dicha tubería (55) dentro de dicho pozo (90):	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 determinada. 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). 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).
--	--

Oficio N° 16243

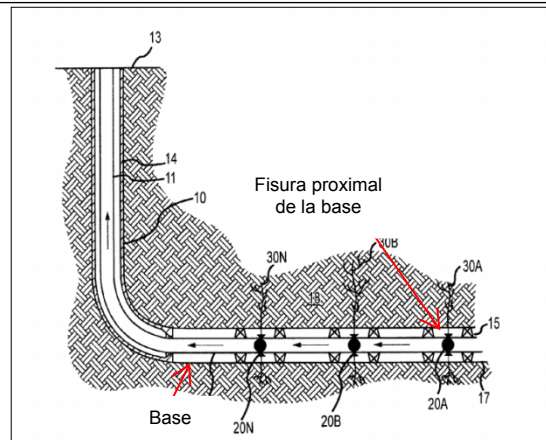
Ref. Expediente N° 15312586

a. en un lado de talón de dicha fisura más distal que se extiende hacia arriba; o



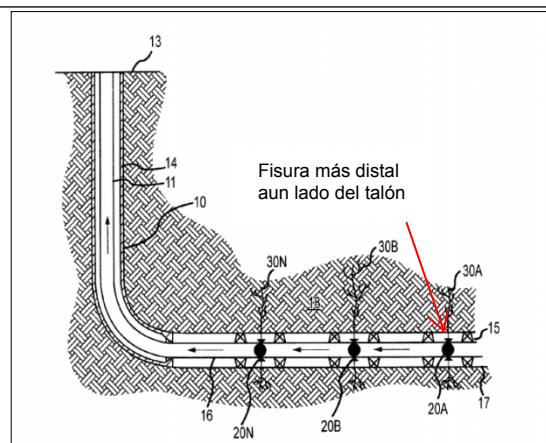
La figura , muestra la fisura distal que se extiende hacia arriba

b. en un lado de base de la fisura más proximal que se extiende hacia arriba; o



La figura, muestra la fisura proximal a la base

c. próximo a dicha base (100) de dicho pozo (90) en un lado de talón de una fisura más distal que se extiende hacia arriba;

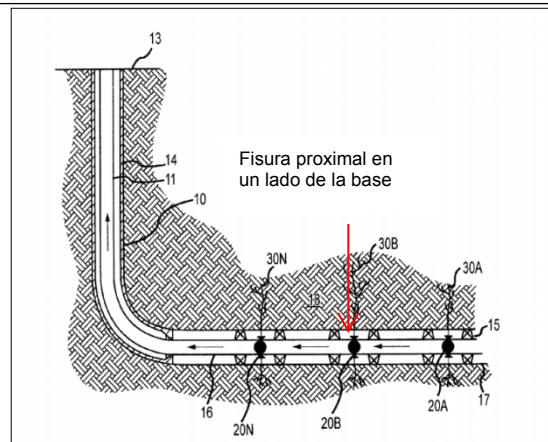


La figura, muestra fisura distal lado del talón

Oficio N° 16243

Ref. Expediente N° 15312586

d. próximo a dicho talón (99) de dicho pozo (90) en un lado de base de una fisura más proximal que se extiende hacia arriba



La figura, muestra fisura más proximal a lado de la base

v) accionar dicho miembro de empaque (93) para crear un sello entre dicha tubería (55) y dicho pozo (90);|3696/6

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 empaques adyacentes (22A), (23A). (...) La velocidad del fluido de fracturación en el anillo (15) a medida que el fluido fluye más allá de los empaques (22A), (23A) es suficientemente alta para hacer que cada empaque (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 empaques puede ser bombear el fluido de fracturación a una tasa más baja que la necesaria para hacer que los empaques 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 empaques (Párr. 0021).

(vi) inyectar dicho fluido a presión u otro fluido:

Se puede usar para inyectar fluido en el pozo para ayudar en la producción de líquido de la misma o para inyectar fluido en la formación subterránea para ayudar en la extracción de fluido del mismo (Párr. 0005).

si se llevó a cabo el paso (iv) (a) anterior, en dicha tubería (55) producir petróleo a la superficie que fluye en una zona anular intermedia a dicha tubería (55) y dicho pozo (90) a través de una fisura penúltima adyacente a dicha fisura más distal que se extiende hacia arriba, o

La tubería de producción puede estar posicionado dentro del pozo y la zona anular entre la tubería de producción y la carcasa (o agujero del pozo en el caso de una terminación de pozo abierto) puede ser sellado, típicamente por medio de una pluralidad de conjuntos empaques como se describe más adelante. Los líquidos, tales como petróleo, gas y / o agua, a continuación, se pueden producir a partir de los alrededores subterráneos de interés en el pozo a través de las perforaciones de la carcasa y a la superficie a través de la tubería de producción para el transporte y / o procesamiento (Párr. 0018).

si se llevó a cabo el paso (iv) (b) anterior, en dicha tubería producir petróleo a la superficie que fluye en una zona anular intermedia a dicha tubería (55) y dicho pozo (90) a través de dicha fisura más próxima, o

si se llevó a cabo el paso (iv) (c) anterior, en una penúltima fisura adyacente a dicha fisura más distal que se extiende hacia arriba, y producir hidrocarburos a través de dicho tubo de producción (55) que drena en dicho pozo (90) a través de dicha fisura más distal que se extiende hacia arriba y que después de eso fluye en dicha tubería (55) a través de dicha abertura (94); o

si se llevó a cabo el paso (iv) (d) anterior, en una zona anular intermedia a dicha tubería (55) y a dicho pozo y

Se pueden emplear para establecer los empaques asociados con una herramienta que puede ser abierto y cerrado selectivamente por el uso del mismo fluido que se utiliza para fracturar los alrededores subterráneos adyacentes a una

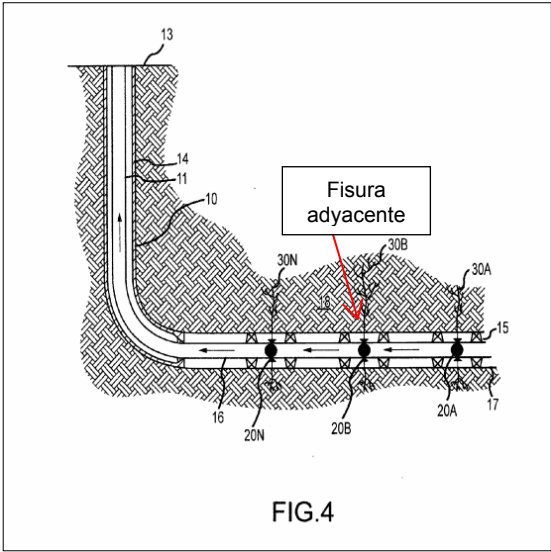
Oficio N° 16243

Ref. Expediente N° 15312586

de este modo inyectando dicho fluido en dicha fisura más próxima que se extiende hacia arriba, y producir hidrocarburos a través de dicha tubería que drena en dicho pozo (90) a través de dichas fisuras restantes que se extiende hacia arriba y que después de eso fluye en dicha tubería de producción a través de dicha abertura (94) de allí;	abierta herramienta. Los empacadores (22), (23) de la presente invención pueden diseñarse además de manera que cuando se deforma los empacadores sellan el espacio anular (17) contra el flujo sólo en una dirección axial cuando se desea para permitir el flujo de un intervalo de entornos subterráneos no fracturado en la tubería de producción (16) o estos empacadores pueden ser diseñadas para sellar el flujo en ambas direcciones axiales cuando se desea aislar un intervalo de entornos subterráneos no fracturado de la tubería de producción (16) (Párr. 0024). Como empacadores usados de acuerdo con los procesos y sistemas de la presente invención se establecen por la aplicación de fluido de fracturación justo antes de la fractura, se apreciará fácilmente que la mayoría de movimiento tubo, es decir, tubo de contracción, causada por la temperatura relativamente fría del fluido de fracturación de alta velocidad de inyección se produce antes de los empacadores están estableciendo, y por lo tanto, los problemas asociados con el establecimiento empacadores mucho antes de la inyección de fluido de fracturación, es decir fallo debido al movimiento de la tubería, se inhiben. Además, aunque los procesos y sistemas de la presente invención se han ilustrado en las figuras. 1-4 como se aplica a un intervalo de agujero abierto, se comprenderá fácilmente que los procesos y sistemas de la presente invención pueden aplicarse a un pozo que está encajonado al menos parcialmente a través de los alrededores subterráneos de interés. Será evidente para un experto en la técnica que el conjunto de terminación y proceso pueden incluir otros equipos, por ejemplo centralizador (s), flotar collar y flotar zapato, y los procesos asociados con la instalación de tal equipo (Párr. 0025).
vii) de accionar dicho miembro de empaque (93) y mover dicho miembro de empaque (93) y tubería (55):	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 (Párr. 21, Fig. 2 y 3).
si se llevó a cabo el paso (iv) (a), en una dirección hacia dicha pata vertical (91);	
si se llevó a cabo el paso (iv) (b), en una dirección hacia dicha base (100);	
si se llevó a cabo el paso (iv) (c), en una dirección hacia dicho talón (99);	
si se llevó a cabo el paso (iv) (b), en una dirección hacia dicha base (100);	
viii) re-activar dicho miembro de empaque (93) y re-instituir la inyección de dicho fluido, e inyectar dicho fluido	No menciona
si se llevó a cabo el paso (iv) (a), en dicha penúltima fisura que se extiende hacia arriba, y producir petróleo	La bola en (20A) puede permanecer abierto y los pasos de la apertura de la funda en una

Oficio N° 16243

Ref. Expediente N° 15312586

que fluye en dicha zona anular a través de una fisura adyacente a dicha penúltima fisura en lado de talón de dicha penúltima fisura; o si se llevó a cabo el paso (iv) (b), en dichas fisuras remanentes que se extienden hacia arriba, y producir petróleo que fluye en dicha zona anular a través de dicha fisura más próxima y una fisura adyacente más en un lado de base del mismo; o si se llevó a cabo el paso (iv) (c), en dicha zona anular para inyectar dicho fluido en una fisura adyacente que se extiende hacia arriba en un lado de talón de dicha penúltima fisura, y producir petróleo que fluye en dicha tubería (55) a través de dicha penúltima fisura; o	herramienta (20), el bombeo de fluido de fracturación a través de la tubería de producción (16) y abre la manga en la herramienta (20) a una velocidad suficiente para deformar el conjunto adyacente de los empacadores de (22), (23), y continuó el bombeo del fluido de fracturación hasta (30) fracturas creadas en las inmediaciones subterráneas (18) adyacente a la herramienta se puede repetir para cada una de las herramientas, según se desee. Dependiendo del tipo y la formación de las tasas de bombeo, el segundo volumen pasa por el segundo puerto con preferencia a la primera puerta incluso con el primer puerto abierto. O bien, el segundo volumen de fluido de fracturación puede ser impedido de llegar al primer puerto mediante el bloqueo (total o parcialmente) el interior de la tubería entre el primer y segundo puerto. Por lo tanto, el segundo volumen se ve obligado a salir a través del segundo puerto. El bloqueo se puede realizar por cualquier medio adecuado, como será evidente para un experto en la técnica, tal como por medio de una bola en un asiento o una válvula de aleta. Cuando la fractura es completa, el bloqueo puede ser retirado. A partir de entonces, el pozo puede estar equipado con una producción adecuada tubo (11) que está posicionada dentro de la carcasa intermedia (14) y el sellado asegurado a un extremo del forro tubular (16) de una manera como será evidente para un experto en la materia y el líquido producido a partir de los alrededores subterráneas (18) de interés como se indica por las flechas en la figura. 4 (Párr. 0021).
si se llevó a cabo el paso (iv) (d), en dicha zona anular para inyectar dicho fluido en una fisura adyacente que se extiende hacia arriba en un lado de base de dicha fisura más próxima, y producir petróleo que fluye en dicha tubería (55) a través de fisura remanentes.	 FIG.4 Según la figura zona anular para inyectar dicho fluido en una fisura adyacente que se extiende hacia arriba en un lado de base de dicha fisura más próxima, y producir petróleo que fluye en dicha tubería (55) a través de fisura remanentes.

El documento D1 se considera el estado de la técnica cercano a la invención definida en la reivindicación 1 porque divulga procedimientos 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

Oficio N° 16243

Ref. Expediente N° 15312586

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).

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 1 y el procedimiento de D1, consiste en que este no hace referencia que el fluido a presión contenga un agente de soporte y a re-activar dicho miembro de empaque (93) y re-instituir la inyección de dicho fluido, e inyectar dicho fluido.

El efecto que logra que el fluido a presión contenga un agente de soporte, es que, proporciona un canal de flujo relativamente de alta permeabilidad. Por su parte, no se evidencia un efecto técnico en la etapa de reactivar y reinstituir la inyección, dado que D1 soluciona el mismo problema técnico, que consiste en estimular la formación subterránea de interés para mejorar la producción de los fluidos, tales como hidrocarburos, de la misma por el bombeo de fluido a presión en el pozo y la formación subterránea circundante de interés para inducir la fractura hidráulica de los mismos. A partir de entonces, el fluido puede producirse a partir de la formación subterránea de interés, en el agujero del pozo y a través de la tubería de producción y / o secuencia de la cubierta a la superficie de la tierra. Cuando se desea para estimular o fracturar la formación subterránea de interés en múltiples, separadas lugares a lo largo de una perforación de pozo que penetran en la formación, es decir, a lo largo de un agujero abierto, medios de aislamiento, tales como los empacadores los cuales puede ser accionado en el agujero abierto a aislar en el lugar en el que la inyección se va a producir a partir de los lugares restantes. A partir de entonces el fluido puede ser bombeado bajo la presión de la superficie en el pozo y la formación subterránea adyacente a cada ubicación aislada con el fin de fracturar la misma hidráulicamente. La formación subterránea puede ser hidráulicamente fracturado de forma simultánea o secuencialmente (Párr. 0006).

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿Cómo modificar el proceso conocido en D1 con el fin de proporcionar un canal de flujo de alta permeabilidad?”.

Sin embargo, con base en lo sugerido en el documento D1, el cual hace referencia a procesos y sistemas para fracturar una formación, donde las herramientas se pueden abrir y cerrar selectivamente, las cuales están posicionadas en un forro tubular que a su vez está situado dentro de un pozo de perforación subterráneo (Párr. 0002), en donde si el sustentador o material de sostén se rompe, la fractura se cerrará; de igual manera el sustentador fluye a la formación, ella lo embeberá y la fractura se cerrará por completo. Dentro de las ventajas que aportan estos agentes podemos mencionar: mantienen la fractura abierta, crean canales de alta permeabilidad cuando la presión de confinamiento quiebra el material de sostén, crean partículas de menor diámetro y poseen buena resistencia a la compresión² (Pág. 53). A la luz de lo anterior, el

² <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/691/2/129541.pdf>

Oficio N° 16243

Ref. Expediente N° 15312586

técnico medianamente versado en la materia estaría motivado a realizar expedición de rutina para que la efectividad del tratamiento de la fractura dependa de la capacidad de flujo creada por el material de soporte en la fractura y de la resistencia que ofrece este material para mantenerla abierta. Asimismo, estaría motivado a realizar expedientación de rutina y determinar re-activar dicho miembro de empaque (93) y re-instituir la inyección e inyectar dicho fluido en el proceso que se da a conocer el D1, para optimizar la producción de los fluidos, tales como hidrocarburos, de la misma por el bombeo de fluido a presión en el pozo y la formación subterránea circundante de interés para inducir la fractura hidráulica de los mismos (Párr. 006), motivo por el cual se considera obvia. Cabe decir, que la solución al anterior problema técnico objetivo se encuentra dentro de un diseño y optimización de procesos³, lo cual se encuentra dentro de la práctica habitual de la persona versada en la materia que trabaje en los procesos para fracturar un pozo.

En consecuencia, la persona normalmente versada en la materia, partiendo de sus conocimientos previos, estaría motivada a re-activar dicho miembro de empaque (93) y re-instituir la inyección e inyectar dicho fluido en el procedimiento divulgado en D1 para llegar así al objeto de la reivindicación 1 de la solicitud. Por lo cual se considera obvia.

Puesto que las reivindicaciones dependientes 2 a 5 no son concisas ya que divulgan la misma materia contenida en la reivindicación 1, de igual manera son afectadas por carecer de altura inventiva

7. Conclusión

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

Ítem	Documento	Reivindicaciones afectadas	Requisito que afecta
D1	US2013043030	1 a 5	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.

³ Perry Manual del Ingeniero Químico. Tomo I. Sección 2. Sexta edición. 1992. Págs. 2-81 a 2-85

Oficio N° 16243

Ref. Expediente N° 15312586

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,



DIRECTOR DE NUEVAS CREACIONES (C)

Elaborado: JULIE JOHANNA BARRERO BUSTAMANTE
Revisado: OLGA XIMENA BENAVIDEZ SALAZAR
Aprobado: JOSE LUIS SALAZAR LOPEZ