

RAD: 12-144126- -4	FECHA: 2013-08-05 11:59:06
DEP: 2020 DIRECCION DE NUEVAS CREACIONES	EVE: 378 FASE NACIONAL INCLUIDO CAPITULO I
TRA: 11 PCT-PATENTE DE INVENCION CAPITULOS I Y II	FOLIOS: 23
ACT: 519 PRESENTACION	

Abogado(a)/Señor(a)
DILIA MARIA RODRIGUEZ D ALEMAN

Asunto:	Radicación:	12-144126- -4
	Trámite:	11
	Evento:	378
	Actuación:	519
	Oficio:	14396
	Folios:	23

Patente de Invención	X			Patente de Modelo de Utilidad	
Vía Nacional					
Vía PCT (Fase Nacional)	X	Capítulo I	X	Capítulo II	
No. Solicitud Internacional	PCT/US2011/027425				
Fecha de Presentación Internacional	07/03/2011				

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:	Rad. N° 12-723509-0002	18/Octubre/2012
Reivindicaciones:	Rad. N° 12-723509-0002	18/Octubre/2012
Dibujos	Rad. N° 12-723509-0002	18/Octubre/2012
Prioridad:	US 12/723.509	12/Marzo/2010

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 las cubiertas por la tasa pagada. Por lo tanto, se estudiarán las reivindicaciones 1 a 25.

Título de la solicitud: “Método para tratar un pozo que tiene un sistema de aislamiento anular” (Pág. 1 de Rad. N° 12-723509-0000).

El problema planteado en esta solicitud consiste en la necesidad de desarrollar fluidos de pozo que no causen daños en la formación después de la producción de fracturas.

Para resolver este problema técnico, la solicitud en estudio proporciona un fluido de tratamiento de pozo que suministra aislamiento durante la terminación de un pozo y se puede remover después o durante el flujo de regreso después del trabajo.

El objeto de la presente solicitud se relaciona con la Clasificación Internacional de Patentes (CIP):C09K 8/512.

4. De la solicitud de patente

Reivindicaciones (Art 30 D 486, Art 22 PCT)

Las reivindicaciones 6, 18 no son claras porque los términos y expresiones siguientes “...un agente reticulante”, “...un interruptor.”, “...un agente modificador de pH.”, “...una suspensión de aceite” son generales y sugieren de forma imprecisa que la protección se extiende a otras posibles variaciones o modificaciones. Se sugiere sustituirlo por un término o rango concreto.

Las reivindicaciones 4, 5, 11, 15, 23, 25, no son claras porque los términos o expresiones siguientes “múltiples zonas productivas”, “endurecer”, “aproximadamente”, “aislar la zona...” son imprecisos o relativos y no permiten establecer un intervalo puntual para cada una de las características técnicas y por lo tanto no permiten una comparación con el estado de la técnica. Se sugiere sustituirlo por un término o rango concreto.

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: marzo 12 de 2010 y se encontraron los siguientes documentos que anticipan el objeto de esta solicitud:

Ítem	Documento	Título	Fecha de Publicación*
D1	US 2003/0006036	“Method for determining the extent of recovery of materials injected into oil wells during oil and gas exploration and production”	9/Enero/2009
D2	US 2007/0173414	“Well drilling fluids having clay control properties”	26/Julio/2007
D3	US 2008/0156496	“Methods and devices for treating multiple-interval well bores”	3/Julio/2008

El documento D1¹ divulga un método para determinar la extensión de la recuperación de los materiales inyectados en un pozo de petróleo que comprende las etapas de: a) preparar un material para ser inyectada en un pozo de petróleo, b) mezclar con el mismo un compuesto trazador químico en una concentración predeterminada, c) inyectar la mezcla en un pozo de petróleo; d) recuperar desde el pozo de petróleo de un fluido de producción; e) analizar el fluido de producción para la concentración del trazador químico presente en el fluido de producción, y f) el cálculo de la cantidad de mezcla de aceite recuperado usando la concentración del trazador químico presente en el fluido de producción como base para el cálculo. Ácidos benzoicos fluorados se describen como un trazador preferido (Pág. 1, resumen).

¹<https://www.google.com/patents/US20030006036>

El documento D2² divulga un método en el que la arcilla se estabiliza en la perforación de pozos y otros tratamientos de la formación para la producción de hidrocarburos mediante la adición a la perforación u otro fluido que incluyendo un control junto con un aditivo de control de formación (Pág. 1, resumen).

El documento D3³ divulga métodos y dispositivos se proporcionan para el tratamiento de múltiples pozos de intervalo. Más particularmente, un ensamblaje de aislamiento que puede ser utilizado para permitir el aislamiento zonal para permitir el tratamiento de los intervalos de producción o de la producción previamente seleccionada en pozos de intervalo múltiples (Pág. 1, resumen).

6. Examen de Patentabilidad (Art 14 D486)

Novedad (Art 16 D486)

La reivindicación 1 consiste en “Un método para mejorar la productividad de una formación penetrada por....” (Pág. 109 de Rad. N° 12-723509-0002).

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

Características esenciales	D1
Un método para mejorar la productividad de una formación penetrada por un pozo al introducir en el pozo un fluido de tratamiento de pozo	Un método para la determinación de la cantidad de materiales recuperados de fractura después de la estimulación de un pozo de petróleo por medio de fracturación hidráulica (Pág. 2, Párr. 11).
que comprende una goma de galactomanano borado.	La creación de una fractura en una formación de hidrocarburos requiere de varios materiales. Muy a menudo estos incluyen un fluido portador, un agente de viscosidad, un agente de sostén, y un fusible. Otros componentes que a veces se añaden incluyen materiales para el control de fugas, o la migración del fluido en la cara de fractura, estabilizadores de gel, agentes tensioactivos, agentes de control de arcilla y agentes de reticulación (Pág. 2, Párr. 11) Los polisacáridos funcionan como agentes de viscosidad, que incrementan la viscosidad de la solución acuosa por 10 a 100 veces, o incluso más. Durante las aplicaciones de alta temperatura, se añade además un agente de reticulación que aumenta aún más la viscosidad de la solución. El ion borato ha sido ampliamente utilizado como un agente de reticulación para las gomas de guar hidratadas y otros galactomananos para formar geles acuosos (Pág. 2, Párr. 14)

De acuerdo con la tabla anterior, las características esenciales de la reivindicación 1 habían sido divulgadas previamente en el documento D1, por lo tanto, la materia reivindicada no es nueva.

Así mismo, el documento D1 divulga las características de las reivindicaciones dependientes.

- Reivindicación 2: Los polisacáridos funcionan como agentes de viscosidad, que incrementan la viscosidad de la solución acuosa por 10 a 100 veces, o incluso más. Durante las aplicaciones de alta temperatura, se añade además un agente de reticulación que aumenta aún más la viscosidad de la solución. El ion borato ha sido ampliamente utilizado como un agente de reticulación para las gomas de guar hidratadas y otros galactomananos para formar geles acuosos (Pág. 2, Párr. 14)

2 <https://www.google.com/patents/US20070173414>

3 <https://www.google.com/patents/US20080156496>

- Reivindicación 3: La presente invención se refiere en general a los hidrocarburos (petróleo y gas) de producción de los pozos perforados en la tierra, en lo sucesivo denominado como "pozos de petróleo." (Pág. 1, Párr. 5) y En los últimos años, ha permitido que la perforación horizontal para la perforación de orificios múltiples que terminan en un orificio comunes que se conecta a la superficie. En los pozos multilaterales tales como éstos, varios trazadores diferentes se podrían utilizar para realizar un seguimiento de la recuperación simultánea de los materiales de las varias patas laterales (orificios) de dichos pozos (Pág. 2, Párr. 21).

Las reivindicaciones dependientes 2 a 3 no mencionan alguna característica que haga nueva la reivindicación 1, por lo cual se considera que no son nuevas.

La reivindicación 4 consiste en “Un método para mejorar la productividad de una formación que lleva hidrocarburos penetrada por un pozo que tiene múltiples zonas productivas, caracterizado porque comprende:....” (Pág. 109 de Rad. N° 12-723509-0002.)

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

Características esenciales	D1
Un método para mejorar la productividad de una formación que lleva hidrocarburos penetrada por un pozo que tiene múltiples zonas productivas, caracterizado porque comprende:	Un método para la determinación de la cantidad de materiales recuperados de fractura después de la estimulación de un pozo de petróleo por medio de fracturación hidráulica (Pág. 2, Párr. 11).
(a) introducir cerca de una zona productiva predeterminada del pozo un fluido de tratamiento de pozo que comprende una goma de galactomanano borada;	La creación de una fractura en una formación de hidrocarburos requiere de varios materiales. Muy a menudo estos incluyen un fluido portador, un agente de viscosidad, un agente de sostén, y un fusible. Otros componentes que a veces se añaden incluyen materiales para el control de fugas, o la migración del fluido en la cara de fractura, estabilizadores de gel, agentes tensioactivos, agentes de control de arcilla y agentes de reticulación (Pág. 2, Párr. 11). Los polisacáridos funcionan como agentes de viscosidad, que incrementan la viscosidad de la solución acuosa por 10 a 100 veces, o incluso más. Durante las aplicaciones de alta temperatura, se añade además un agente de reticulación que aumenta aún más la viscosidad de la solución. El ion borato ha sido ampliamente utilizado como un agente de reticulación para las gomas de guar hidratadas y otros galactomananos para formar geles acuosos (Pág. 2, Párr. 14).
(b) aislar la zona productiva predeterminada de las otras zonas del pozo al endurecer el fluido de tratamiento de pozo;	En una forma de realización similar pero diferente, el método de la presente invención se utiliza en un proceso para fracturar estimular múltiples intervalos en formaciones individuales o múltiples, dentro del mismo pozo. Esto se lleva a cabo a través de: (i) la perforación de un primer intervalo; (ii) que la estimulación primer intervalo; (iii) aislar el primer intervalo, (iv) un segundo intervalo de perforación; (v) la estimulación de la segunda intervalo; (iii) aislar el segundo intervalo y continuando este patrón (Pág. 3, Párr. 22). Numerosas sustancias pueden actuar como un fluido portador adecuado, a pesar de que son generalmente soluciones de base acuosa que han sido ya sea gelificadas o espumado o ambos. Por lo tanto, el fluido portador a menudo se preparó mediante la mezcla de un agente gelificante polimérico con una solución acuosa aunque a veces el fluido de soporte es a base de aceite o un fluido de

	múltiples fases. A menudo, el agente gelificante polimérico es un polisacárido solvatable, por ejemplo, gomas de galactomanano, las encías glicomannan, y derivados de celulosa. El propósito de los polisacáridos solvatable o hidratable es para espesar la solución acuosa de modo agente de sostén puede ser suspendido en la solución para la entrega en la fractura (Pág. 2, Párr. 13).
(e) perforar la zona productiva predeterminada aislada; y (d) fracturar hidráulicamente la zona productiva predeterminada perforada del pozo al introducir en la zona productiva predeterminada perforada un fluido de fracturación a una presión suficiente para fracturar la zona productiva predeterminada perforada.	Una forma en la que para maximizar la producción es el proceso conocido como fracturación. La fracturación hidráulica implica literalmente romper o fracturar una parte de la formación de hidrocarburos cojinete que rodea un pozo de petróleo mediante la inyección de un fluido especializada en el pozo dirigido a la cara de la formación geológica a presiones suficientes para iniciar y / o extender una fractura en la formación. Idealmente, lo que crea este proceso no es una sola fractura, sino una zona de fractura, es decir, una zona que tiene múltiples fracturas o grietas en la formación, a través del cual puede fluir hidrocarburos más fácilmente al pozo (Pág. 2, Párr. 6) En una forma de realización similar pero diferente, el método de la presente invención se utiliza en un proceso para fracturar estimular múltiples intervalos en formaciones individuales o múltiples, dentro del mismo pozo. Esto se lleva a cabo a través de: (i) la perforación de un primer intervalo; (ii) que la estimulación primer intervalo; (iii) aislar el primer intervalo, (iv) un segundo intervalo de perforación; (v) la estimulación de la segunda intervalo; (iii) aislar el segundo intervalo y continuando este patrón (Pág. 3, Párr. 22).

De acuerdo con la tabla anterior, las características esenciales de la reivindicación 4 habían sido divulgadas previamente en el documento D1, por lo tanto, la materia reivindicada no es nueva.

Así mismo, el documento D1 divulga las características de las reivindicaciones dependientes.

- Reivindicación 6: Otros componentes que a veces se añaden incluyen materiales para el control de fugas, o la migración del fluido en la cara de fractura, estabilizadores de gel, agentes tensioactivos, agentes de control de arcilla y agentes de reticulación (Pág. 2, Párr. 11).
- Reivindicación 7: El proceso de eliminar el fluido de la fractura una vez que el agente de sostén ha sido entregado se conoce como "fractura de limpieza." Para ello, el componente final de la fractura de fluido se vuelve relevante: el interruptor. El propósito del interruptor es para disminuir la viscosidad del fluido, de manera que se elimina más fácilmente a partir de la fractura (Pág. 2, Párr. 15).
- Reivindicación 9: Numerosas sustancias pueden actuar como un fluido portador adecuado, a pesar de que son generalmente soluciones de base acuosa que han sido ya sea gelificadas o espumado o ambos. Por lo tanto, el fluido portador a menudo se preparó mediante la mezcla de un agente gelificante polimérico con una solución acuosa aunque a veces el fluido de soporte es a base de aceite o un fluido de múltiples fases. A menudo, el agente gelificante polimérico es un polisacárido solvatable, por ejemplo, gomas de galactomanano, la goma glicomannan, y derivados de celulosa. El propósito de los polisacáridos solvatable o hidratable es para espesar la solución acuosa de modo agente de sostén puede ser suspendido en la solución para la entrega en la fractura (Pág. 1, Párr. 13)
- Reivindicación 11, 12: En una forma de realización similar pero diferente, el método de la presente invención se utiliza en un proceso para fracturar estimular múltiples intervalos en formaciones individuales o múltiples, dentro del mismo pozo. Esto se

lleva a cabo a través de: (i) la perforación de un primer intervalo; (ii) que la estimulación primer intervalo; (iii) aislar el primer intervalo, (iv) un segundo intervalo de perforación; (v) la estimulación del segundo intervalo, (iii) aislar el segundo intervalo, y continuar con este patrón. Puede haber tanto como 12 o 13 tales estimulaciones hecho en un solo pozo en un corto período de tiempo, a veces sólo semanas o incluso días (Pág. 2, Párr. 22).

Las reivindicaciones dependientes 6, 7, 9, 11, 12 no mencionan alguna característica que haga nueva la reivindicación 4, por lo cual se considera que no son nuevas.

La reivindicación 5 consiste en “Un método para mejorar la productividad de una formación que lleva hidrocarburos penetrada por un pozo vertical cementado que tiene múltiples zonas productivas, caracterizado porque comprende:....” (Pág. 110 de Rad. N° 12-723509-0002)

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

Características esenciales	D1
Un método para mejorar la productividad de una formación que lleva hidrocarburos penetrada por un pozo vertical cementado que tiene múltiples zonas productivas, caracterizado porque comprende	Un método para la determinación de la cantidad de materiales recuperados de fractura después de la estimulación de un pozo de petróleo por medio de fracturación hidráulica (Pág. 2, Párr. 11).
(a) perforar una zona productiva del pozo;	En una forma de realización similar pero diferente, el método de la presente invención se utiliza en un proceso para fracturar estimular múltiples intervalos en formaciones individuales o múltiples, dentro del mismo pozo. Esto se lleva a cabo a través de: (i) la perforación de un primer intervalo; (ii) que la estimulación primer intervalo; (iii) aislar el primer intervalo, (iv) un segundo intervalo de perforación; (v) la estimulación de la segunda intervalo; (iii) aislar el segundo intervalo y continuando este patrón (Pág. 3, Párr. 22)
b) fracturar hidráulicamente la zona productiva perforada al introducir en la zona productiva perforada un fluido de fracturación a una presión suficiente para fracturar la zona productiva perforada;	Una forma en la que para maximizar la producción es el proceso conocido como fracturación. La fracturación hidráulica implica literalmente romper o fracturar una parte de la formación de hidrocarburos cojinete que rodea un pozo de petróleo mediante la inyección de un fluido especializada en el pozo dirigido a la cara de la formación geológica a presiones suficientes para iniciar y / o extender una fractura en la formación. Idealmente, lo que crea este proceso no es una sola fractura, sino una zona de fractura, es decir, una zona que tiene múltiples fracturas o grietas en la formación, a través del cual puede fluir hidrocarburos más fácilmente al pozo (Pág. 2, Párr. 6)
(c) introducir en la cubierta por encima de la zona productiva perforada fracturada un fluido de tratamiento de pozo que comprende una goma de galactomanano borada;	Los polisacáridos funcionan como agentes de viscosidad, que incrementan la viscosidad de la solución acuosa por 10 a 100 veces, o incluso más. Durante las aplicaciones de alta temperatura, se añade además un agente de reticulación que aumenta aún más la viscosidad de la solución. El ion borato ha sido ampliamente utilizado como un agente de reticulación para las gomas de guar hidratadas y otros galacto mananos para formar geles acuosos (Pág. 2, Párr. 14)
(d) aislar la zona del paso (e) al endurecer el fluido de tratamiento de pozo;	Numerosas sustancias pueden actuar como un fluido portador adecuado, a pesar de que son generalmente soluciones de base acuosa que han sido ya sea gelificada o espumado o ambos. Por lo tanto, el fluido portador a menudo se preparó mediante la mezcla de un agente gelificante polimérico con una solución acuosa aunque a veces el fluido de soporte es a base de aceite o un fluido de múltiples fases. A menudo, el agente gelificante polimérico es un polisacárido solvatable, por ejemplo, gomas de galactomanano, las encías glicomannan, y

	derivados de celulosa. El propósito de los polisacáridos solvatable o hidratable es para espesar la solución acuosa de modo agente de sostén puede ser suspendido en la solución para la entrega en la fractura (Pág. 2, Párr. 13)
Y (e) repetir los pasos (a) a (d) en una o más zonas productivas del pozo vertical cementado.	En una forma de realización similar pero diferente, el método de la presente invención se utiliza en un proceso para fracturar estimular múltiples intervalos en formaciones individuales o múltiples, dentro del mismo pozo. Esto se lleva a cabo a través de: (i) la perforación de un primer intervalo; (ii) que la estimulación primer intervalo; (iii) aislar el primer intervalo, (iv) un segundo intervalo de perforación; (v) la estimulación de la segunda intervalo; (iii) aislar el segundo intervalo y continuando este patrón (Pág. 3, Párr. 22)

De acuerdo con la tabla anterior, las características esenciales de la reivindicación 5 habían sido divulgadas previamente en el documento D1, por lo tanto, la materia reivindicada no es nueva.

La reivindicación 15 consiste en “*Un método para mejorar la productividad de una formación subterránea que lleva hidrocarburos penetrada por un pozo, caracterizado porque comprende:....*” (Pág. 111 de Rad. N° 12-723509-0002).

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

Características esenciales	D1
Un método para mejorar la productividad de una formación subterránea que lleva hidrocarburos penetrada por un pozo, caracterizado porque comprende:	Un método para la determinación de la cantidad de materiales recuperados de fractura después de la estimulación de un pozo de petróleo por medio de fracturación hidráulica (Pág. 2, Párr. 11).
(a) introducir en el anillo entre una pared del pozo y una cadena de tubería dispuesta en el pozo un fluido de tratamiento de pozo que comprende un guar borado	En una forma de realización preferida, donde una corriente de los fluidos utilizados para un trabajo de fractura hidráulica está siendo bombeada en un pozo de petróleo, una solución de una sal de ácido benzoico trazador fluorado diez por ciento se bombea en el flujo de los fluidos que se utilizan para un trabajo de fractura hidráulica, justo aguas arriba de un mezclador estático, usando una bomba peristáltica a metros del trazador en la corriente de fluidos. En otra forma de realización preferida, la bomba que se utiliza para alimentar la solución de trazador en los fluidos de fractura es un triplex o una bomba centrífuga. En cualquier realización, la bomba de dosificación se ajusta de tal manera que el trazador es inyectado en los fluidos de fractura a una velocidad que da como resultado una concentración de marcador predeterminado apropiado para las condiciones en el pozo de petróleo. El mismo proceso también se puede utilizar para la inyección de trazador en una corriente de los fluidos de perforación (Pág. 3, Párr. 24). Los polisacáridos funcionan como agentes de viscosidad, que incrementan la viscosidad de la solución acuosa por 10 a 100 veces, o incluso más. Durante las aplicaciones de alta temperatura, se añade además un agente de reticulación que aumenta aún más la viscosidad de la solución. El ion borato ha sido ampliamente utilizado como un agente de reticulación para las gomas de guar hidratadas y otros galactomananos para formar geles acuosos (Pág. 2, Párr. 14)
en donde la cadena de tubería tiene allí un ensamble de aislamiento de zona;(b) endurecer el fluido de	Numerosas sustancias pueden actuar como un fluido portador adecuado, a pesar de que son

tratamiento de pozo;	generalmente soluciones de base acuosa que han sido ya sea gelificadas o espumado o ambos. Por lo tanto, el fluido portador a menudo se preparó mediante la mezcla de un agente gelificante polimérico con una solución acuosa aunque a veces el fluido de soporte es a base de aceite o un fluido de múltiples fases. A menudo, el agente gelificante polimérico es un polisacárido solvatable, por ejemplo, gomas de galactomanano, las encías glicomannan, y derivados de celulosa. El propósito de los polisacáridos solvatable o hidratable es para espesar la solución acuosa (Pág. 2, Párr. 13) En una forma de realización similar pero diferente, el método de la presente invención se utiliza en un proceso para fracturar estimular múltiples intervalos en formaciones individuales o múltiples, dentro del mismo pozo. Esto se lleva a cabo a través de: (i) la perforación de un primer intervalo; (ii) que la estimulación primer intervalo; (iii) aislar el primer intervalo, (iv) un segundo intervalo de perforación; (v) la estimulación de la segunda intervalo; (iii) aislar el segundo intervalo y continuando este patrón (Pág. 3, Párr. 22)
(e) perforar la zona productiva aislada dentro del ensamble de aislamiento de zona; y (d) fracturar hidráulicamente la zona productiva aislada al introducir en la zona un fluido de fracturación a una presión suficiente para fracturar la zona productiva aislada.	Una forma en la que para maximizar la producción es el proceso conocido como fracturación. La fracturación hidráulica implica literalmente romper o fracturar una parte de la formación de hidrocarburos cojinete que rodea un pozo de petróleo mediante la inyección de un fluido especializada en el pozo dirigido a la cara de la formación geológica a presiones suficientes para iniciar y / o extender una fractura en la formación. Idealmente, lo que crea este proceso no es una sola fractura, sino una zona de fractura, es decir, una zona que tiene múltiples fracturas o grietas en la formación, a través del cual puede fluir hidrocarburos más fácilmente al pozo (Pág. 2, Párr. 6) En una forma de realización similar pero diferente, el método de la presente invención se utiliza en un proceso para fracturar estimular múltiples intervalos en formaciones individuales o múltiples, dentro del mismo pozo. Esto se lleva a cabo a través de: (i) la perforación de un primer intervalo; (ii) que la estimulación primer intervalo; (iii) aislar el primer intervalo, (iv) un segundo intervalo de perforación; (v) la estimulación de la segunda intervalo; (iii) aislar el segundo intervalo y continuando este patrón (Pág. 3, Párr. 22)

De acuerdo con la tabla anterior, las características esenciales de la reivindicación 15 habían sido divulgadas previamente en el documento D1, por lo tanto, la materia reivindicada no es nueva.

Así mismo, el documento D1 divulga las características de las reivindicaciones dependientes.

- Reivindicación 16: En los últimos años, ha permitido que la perforación horizontal para la perforación de orificios múltiples que terminan en un orificio comunes que se conecta a la superficie. En los pozos multilaterales tales como éstos, varios trazadores diferentes se podrían utilizar para realizar un seguimiento de la recuperación simultánea de los materiales de las varias patas laterales (orificios) de dichos pozos (Pág. 2, Párr. 21).
- Reivindicación 17, 23, 24: En una forma de realización similar pero diferente, el método de la presente invención se utiliza en un proceso para fracturar estimular

múltiples intervalos en formaciones individuales o múltiples, dentro del mismo pozo. Esto se lleva a cabo a través de: (i) la perforación de un primer intervalo; (ii) que la estimulación primer intervalo; (iii) aislar el primer intervalo, (iv) un segundo intervalo de perforación; (v) la estimulación del segundo intervalo, (iii) aislar el segundo intervalo, y continuar con este patrón. Puede haber tanto como 12 o 13 tales estimulaciones hecho en un solo pozo en un corto período de tiempo, a veces sólo semanas o incluso días (Pág. 2, Párr. 22).

- Reivindicación 18: Los polisacáridos funcionan como agentes de viscosidad, que incrementan la viscosidad de la solución acuosa por 10 a 100 veces, o incluso más. Durante las aplicaciones de alta temperatura, se añade además un agente de reticulación que aumenta aún más la viscosidad de la solución. El ion borato ha sido ampliamente utilizado como un agente de reticulación para las gomas de guar hidratadas y otros galactomananos para formar geles acuosos (Pág. 2, Párr. 14)
- Reivindicación 19: El proceso de eliminar el fluido de la fractura una vez que el agente de sostén ha sido entregado se conoce como "fractura de limpieza." Para ello, el componente final de la fractura de fluido se vuelve relevante: el interruptor. El propósito del interruptor es para disminuir la viscosidad del fluido, de manera que se elimina más fácilmente a partir de la fractura (Pág. 2, Párr. 15).
- Reivindicación 21: Numerosas sustancias pueden actuar como un fluido portador adecuado, a pesar de que son generalmente soluciones de base acuosa que han sido ya sea gelificadas o espumado o ambos. Por lo tanto, el fluido portador a menudo se preparó mediante la mezcla de un agente gelificante polimérico con una solución acuosa aunque a veces el fluido de soporte es a base de aceite o un fluido de múltiples fases. A menudo, el agente gelificante polimérico es un polisacárido solvatable, por ejemplo, gomas de galactomanano, la goma glicomannan, y derivados de celulosa. El propósito de los polisacáridos solvatable o hidratable es para espesar la solución acuosa de modo agente de sostén puede ser suspendido en la solución para la entrega en la fractura (Pág. 1, Párr. 13)

Las reivindicaciones dependientes 16, 17, 18, 19, 21, 23, 24 no mencionan alguna característica que haga nueva a la composición de la reivindicación 1, por lo cual se considera que no son nuevas.

Nivel inventivo (Art18 D486)

La reivindicación 8 consiste en *"El método de la reivindicación 4, caracterizado porque..."* (Pág. 110 de Rad. N° 12-723509-0002).

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

R*	Características esenciales	D1	D2
1	Un método para mejorar la productividad de una formación que lleva hidrocarburos penetrada por un pozo que tiene múltiples zonas productivas, caracterizado porque comprende:	Un método para la determinación de la cantidad de materiales recuperados de fractura después de la estimulación de un pozo de petróleo por medio de fracturación hidráulica (Pág. 2, Párr. 11).	Técnicas de fracturación hidráulica se utilizan ampliamente para aumentar la producción de petróleo y gas de las formaciones subterráneas. Durante la fracturación hidráulica, se inyecta en un pozo de perforación a alta presión de fluido. Una vez que se superen las presiones del yacimiento naturales, el fluido de fracturación inicia una fractura en la formación que generalmente sigue creciendo durante el bombeo. A medida que la fractura se ensancha a una anchura adecuada durante el curso del tratamiento, a continuación, se añade también un agente de apuntalamiento para el fluido. El diseño del tratamiento requiere

			generalmente el fluido para alcanzar una viscosidad máxima medida que entra en la fractura que afecta a la longitud de la fractura y la anchura (Pág. 5, Párr. 42).
(a) introducir cerca de una zona productiva predeterminada del pozo un fluido de tratamiento de pozo que comprende una goma de galactomananoborada;	La creación de una fractura en una formación de hidrocarburos requiere de varios materiales. Muy a menudo estos incluyen un fluido portador, un agente de viscosidad, un agente de sostén, y un fusible. Otros componentes que a veces se añaden incluyen materiales para el control de fugas, o la migración del fluido en la cara de fractura, estabilizadores de gel, agentes tensioactivos, agentes de control de arcilla y agentes de reticulación (Pág. 2, Párr. 11) Los polisacáridos funcionan como agentes de viscosidad, que incrementan la viscosidad de la solución acuosa por 10 a 100 veces, o incluso más. Durante las aplicaciones de alta temperatura, se añade además un agente de reticulación que aumenta aún más la viscosidad de la solución. El ion borato ha sido ampliamente utilizado como un agente de reticulación para las gomas de guar hidratadas y otros galactomananos para formar geles acuosos (Pág. 2, Párr. 14)	La viscosidad de la mayoría de los fluidos de fracturación se genera a partir de polisacáridos solubles en agua, tales como galactomananos o derivados de celulosa. El empleo de agentes de reticulación, tales como borato, titanato o iones de circonio, pueden aumentar aún más la viscosidad. El fluido gelificado puede estar acompañado por un agente de apuntalamiento (es decir, agente de sostén) que resulta en la colocación del agente de sostén dentro de la fractura producida de este modo. El agente de sostén permanece en la fractura producida para evitar el cierre completo de la fractura y para formar un canal conductor que se extiende desde el agujero del pozo en la formación que se está tratando una vez que se recupera el fluido de fracturación (Pág. 5, Párr. 42)	
(b) aislar la zona productiva predeterminada de las otras zonas del pozo al endurecer el fluido de tratamiento de pozo;	En una forma de realización similar pero diferente, el método de la presente invención se utiliza en un proceso para fracturar estimular múltiples intervalos en formaciones individuales o múltiples, dentro del mismo pozo. Esto se lleva a cabo a través de: (i) la perforación de un primer intervalo; (ii) que la estimulación primer intervalo; (iii) aislar el primer intervalo, (iv) un segundo intervalo de perforación; (v) la estimulación de la segunda intervalo; (iii) aislar el segundo intervalo y continuando este patron (Pág. 3, Párr. 22) Numerosas sustancias pueden actuar como un fluido portador adecuado, a pesar de que son generalmente soluciones de base acuosa que han sido ya sea gelificadas o espumado o ambos. Por lo tanto, el fluido portador a menudo se preparó mediante la mezcla de un agente gelificante polimérico con una solución acuosa aunque a veces el fluido de soporte es a base de aceite o	No menciona	

		un fluido de múltiples fases. A menudo, el agente gelificante polimérico es un polisacárido solvatable, por ejemplo, gomas de galactomanano, las encías glicomannan, y derivados de celulosa. El propósito de los polisacáridos solvatable o hidratable es para espesar la solución acuosa de modo agente de sostén puede ser suspendido en la solución para la entrega en la fractura (Pág. 2, Párr. 13)	
	(e) perforar la zona productiva predeterminada aislada; y (d) fracturar hidráulicamente la zona productiva predeterminada perforada del pozo al introducir en la zona productiva predeterminada perforada un fluido de fracturación a una presión suficiente para fracturar la zona productiva predeterminada perforada.	Una forma en la que para maximizar la producción es el proceso conocido como fracturación. La fracturación hidráulica implica literalmente romper o fracturar una parte de la formación de hidrocarburos cojinete que rodea un pozo de petróleo mediante la inyección de un fluido especializada en el pozo dirigido a la cara de la formación geológica a presiones suficientes para iniciar y / o extender una fractura en la formación. Idealmente, lo que crea este proceso no es una sola fractura, sino una zona de fractura, es decir, una zona que tiene múltiples fracturas o grietas en la formación, a través del cual puede fluir hidrocarburos más fácilmente al pozo (Pág. 2, Párr. 6) En una forma de realización similar pero diferente, el método de la presente invención se utiliza en un proceso para fracturar estimular múltiples intervalos en formaciones individuales o múltiples, dentro del mismo pozo. Esto se lleva a cabo a través de: (i) la perforación de un primer intervalo; (ii) que la estimulación primer intervalo; (iii) aislar el primer intervalo, (iv) un segundo intervalo de perforación; (v) la estimulación de la segunda intervalo; (iii) aislar el segundo intervalo y continuando este patrón (Pág. 3, Párr. 22)	No menciona
8	Caracterizado porque el fluido de tratamiento de pozo además comprende un agente modificador de pH.	No menciona	El pH de un fluido acuoso que contiene un polímero hidratable se puede ajustar si es necesario para hacer que el fluido compatible con un agente de reticulación. Preferiblemente, se añade un material de ajuste del pH para el fluido acuoso después de la adición del polímero para el fluido acuoso. Los materiales típicos para el ajuste del pH se utilizan comúnmente ácidos, tampones de ácido, y mezclas de ácidos y bases. Por ejemplo,

			bicarbonato de sodio, carbonato de potasio, hidróxido de sodio, hidróxido de potasio, carbonato de sodio y agentes de ajuste del pH son típicos. Valores de pH aceptables para el fluido pueden variar desde neutro a básico, es decir, de aproximadamente 5 a aproximadamente 14. Preferiblemente, el pH se mantuvo neutro o básico, es decir, de aproximadamente 7 a aproximadamente 14, más preferiblemente entre aproximadamente 8 a aproximadamente 12 (Pág. 7, Párr. 58)
--	--	--	--

Los documentos D1 y D2 se consideran el estado de la técnica cercano a la invención definida en la reivindicación 8 porque divulga el documento D1 un método para la determinación de la cantidad de materiales recuperados de fractura después de la estimulación de un pozo de petróleo por medio de fracturación hidráulica (Pág. 2, Párr. 11) y el documento D2 divulga técnicas de fracturación hidráulica que se utilizan ampliamente para aumentar la producción de petróleo y gas de las formaciones subterráneas (Pág. 5, Párr. 42).

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 8 y el método de D1 consiste en que en este último no se nombra el uso de un agente modificador de pH

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 8 y las técnicas de D2 consiste en que en este último no se especifica los procedimientos de aislar la zona productiva y perforarla posteriormente.

El efecto que logra el incluir el uso de un agente modificador para hacer que el fluido sea compatible con un agente de reticulación.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿Cómo aumentar la compatibilidad del fluido conocido en D1 con el agente de reticulación?”.

Sin embargo, la utilización de agentes modificadores de pH, ya está divulgada en el documento D2 que se refiere a que se añade un material de ajuste del pH para el fluido acuoso después de la adición del polímero para el fluido acuoso (Pág. 7, Párr. 58).

En consecuencia, el la persona del oficio normalmente versada en la materia, incluiría el uso de ajustadores de pH del documento D2 en el procedimiento divulgado en el documento D1 para llegar así al objeto de la reivindicación 8 de la solicitud. Por lo cual se considera obvia.

La reivindicación 10 consiste en “*El método de la reivindicación 4, caracterizado porque:...*” (Pág. 111 de Rad. N° 12-723509-0002)

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

R*	Características esenciales	D1	D2
1	Un método para mejorar la productividad de una formación que lleva hidrocarburos penetrada por un pozo que tiene múltiples zonas productivas, caracterizado porque comprende:	Un método para la determinación de la cantidad de materiales recuperados de fractura después de la estimulación de un pozo de petróleo por medio de fracturación hidráulica (Pág. 2, Párr. 11).	Técnicas de fracturación hidráulica se utilizan ampliamente para aumentar la producción de petróleo y gas de las formaciones subterráneas. Durante la fracturación hidráulica, se inyecta en un pozo de perforación a alta presión de fluido. Una vez que se

		superen las presiones del yacimiento naturales, el fluido de fracturación inicia una fractura en la formación que generalmente sigue creciendo durante el bombeo. A medida que la fractura se ensancha a una anchura adecuada durante el curso del tratamiento, a continuación, se añade también un agente de apuntalamiento para el fluido. El diseño del tratamiento requiere generalmente el fluido para alcanzar una viscosidad máxima medida que entra en la fractura que afecta a la longitud de la fractura y la anchura (Pág. 5, Párr. 42).
(a) introducir cerca de una zona productiva predeterminada del pozo un fluido de tratamiento de pozo que comprende una goma de galactomananoborada;	La creación de una fractura en una formación de hidrocarburos requiere de varios materiales. Muy a menudo estos incluyen un fluido portador, un agente de viscosidad, un agente de sostén, y un fusible. Otros componentes que a veces se añaden incluyen materiales para el control de fugas, o la migración del fluido en la cara de fractura, estabilizadores de gel, agentes tensioactivos, agentes de control de arcilla y agentes de reticulación (Pág. 2, Párr. 11) Los polisacáridos funcionan como agentes de viscosidad, que incrementan la viscosidad de la solución acuosa por 10 a 100 veces, o incluso más. Durante las aplicaciones de alta temperatura, se añade además un agente de reticulación que aumenta aún más la viscosidad de la solución. El ion borato ha sido ampliamente utilizado como un agente de reticulación para las gomas de guar hidratadas y otros galactomananos para formar geles acuosos (Pág. 2, Párr. 14)	La viscosidad de la mayoría de los fluidos de fracturación se genera a partir de polisacáridos solubles en agua, tales como galactomananos o derivados de celulosa. El empleo de agentes de reticulación, tales como borato, titanato o iones de circonio, pueden aumentar aún más la viscosidad. El fluido gelificado puede estar acompañado por un agente de apuntalamiento (es decir, agente de sostén) que resulta en la colocación del agente de sostén dentro de la fractura producida de este modo. El agente de sostén permanece en la fractura producida para evitar el cierre completo de la fractura y para formar un canal conductor que se extiende desde el agujero del pozo en la formación que se está tratando una vez que se recupera el fluido de fracturación (Pág. 5, Párr. 42)
(b) aislar la zona productiva predeterminada de las otras zonas del pozo al endurecer el fluido de tratamiento de pozo;	En una forma de realización similar pero diferente, el método de la presente invención se utiliza en un proceso para fracturar estimular múltiples intervalos en formaciones individuales o múltiples, dentro del mismo pozo. Esto se lleva a cabo a través de: (i) la perforación de un primer intervalo; (ii) que la estimulación primer intervalo; (iii) aislar el primer intervalo, (iv) un segundo intervalo de perforación; (v) la estimulación de la segunda intervalo; (iii) aislar el segundo intervalo y continuando este patron (Pág. 3, Párr. 22)	No menciona

		Numerosas sustancias pueden actuar como un fluido portador adecuado, a pesar de que son generalmente soluciones de base acuosa que han sido ya sea gelificadas o espumado o ambos. Por lo tanto, el fluido portador a menudo se preparó mediante la mezcla de un agente gelificante polimérico con una solución acuosa aunque a veces el fluido de soporte es a base de aceite o un fluido de múltiples fases. A menudo, el agente gelificante polimérico es un polisacárido solvatable, por ejemplo, gomas de galactomanano, las encías glicomannan, y derivados de celulosa. El propósito de los polisacáridos solvatable o hidratable es para espesar la solución acuosa de modo agente de sostén puede ser suspendido en la solución para la entrega en la fractura (Pág. 2, Párr. 13)	
	(e) perforar la zona productiva predeterminada aislada; y (d) fracturar hidráulicamente la zona productiva predeterminada perforada del pozo al introducir en la zona productiva predeterminada perforada un fluido de fracturación a una presión suficiente para fracturar la zona productiva predeterminada perforada.	Una forma en la que para maximizar la producción es el proceso conocido como fracturación. La fracturación hidráulica implica literalmente romper o fracturar una parte de la formación de hidrocarburos cojinete que rodea un pozo de petróleo mediante la inyección de un fluido especializada en el pozo dirigido a la cara de la formación geológica a presiones suficientes para iniciar y / o extender una fractura en la formación. Idealmente, lo que crea este proceso no es una sola fractura, sino una zona de fractura, es decir, una zona que tiene múltiples fracturas o grietas en la formación, a través del cual puede fluir hidrocarburos más fácilmente al pozo (Pág. 2, Párr. 6) En una forma de realización similar pero diferente, el método de la presente invención se utiliza en un proceso para fracturar estimular múltiples intervalos en formaciones individuales o múltiples, dentro del mismo pozo. Esto se lleva a cabo a través de: (i) la perforación de un primer intervalo; (ii) que la estimulación primer intervalo; (iii) aislar el primer intervalo, (iv) un segundo intervalo de perforación; (v) la estimulación de la segunda intervalo; (iii) aislar el segundo intervalo y continuando este patron (Pág. 3, Párr. 22)	No menciona
10	Caracterizado porque la	No menciona	La presente invención se refiere

	formación subterránea es esquisto.		a la perforación de pozos en la producción de petróleo, gas y otros fluidos de formaciones subterráneas utilizando un fluido de perforación que reduce o previene inflamación del esquisto y / o arcilla causada por la absorción de agua de los fluidos de perforación durante la perforación, terminación y / o la producción (Pág. 2, Párr. 2).
--	------------------------------------	--	--

Los documentos D1 y D2 se consideran el estado de la técnica cercano a la invención definida en la reivindicación 10 porque divulga el documento D1 un método para la determinación de la cantidad de materiales recuperados de fractura después de la estimulación de un pozo de petróleo por medio de fracturación hidráulica (Pág. 2, Párr. 11) y el documento D2 divulga técnicas de fracturación hidráulica que se utilizan ampliamente para aumentar la producción de petróleo y gas de las formaciones subterráneas (Pág. 5, Párr. 42).

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 10 y el método de D1 consiste en que en este último no se nombra que la formación subterránea es esquisto.

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 10 y las técnicas de D2 consiste en que en este último no se especifica los procedimientos de aislar la zona productiva y perforarla posteriormente.

El efecto que logra al utilizar una formación subterránea de esquisto es que en ellas el fluido de perforación reduce o previene inflamación de la formación.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿En qué tipo de formación se puede reducir o prevenir la inflamación de la formación con el fluido del procedimiento conocido en D1?”.

Sin embargo, la utilización de formaciones de esquisto, ya está divulgada en el documento D2 que se refiere a que el procedimiento reduce o previene la inflamación del esquisto y / o arcilla causada por la absorción de agua de los fluidos de perforación (Pág. 2, Párr. 2).

En consecuencia, el la persona del oficio normalmente versada en la materia, incluiría el uso del procedimiento en formaciones de esquisto del documento D2 en el procedimiento divulgado en el documento D1 para llegar así al objeto de la reivindicación 10 de la solicitud. Por lo cual se consideran obvias.

La reivindicación 20 consiste en “El método de la reivindicación 15, caracterizado porque...” (Pág. 112 de Rad. N° 12-723509-0002).

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

R*	Características esenciales	D1	D2
1	Un método para mejorar la productividad de una formación subterránea que lleva hidrocarburos penetrada por un pozo, caracterizado porque comprende:	Un método para la determinación de la cantidad de materiales recuperados de fractura después de la estimulación de un pozo de petróleo por medio de fracturación hidráulica (Pág. 2, Párr. 11).	Técnicas de fracturación hidráulica se utilizan ampliamente para aumentar la producción de petróleo y gas de las formaciones subterráneas. Durante la fracturación hidráulica, se inyecta en un pozo de perforación a alta presión de fluido. Una vez que se superen las presiones del yacimiento naturales, el fluido de fracturación inicia una fractura en la formación que generalmente sigue creciendo durante el bombeo. A medida que la

		fractura se ensancha a una anchura adecuada durante el curso del tratamiento, a continuación, se añade también un agente de apuntalamiento para el fluido. El diseño del tratamiento requiere generalmente el fluido para alcanzar una viscosidad máxima medida que entra en la fractura que afecta a la longitud de la fractura y la anchura (Pág. 5, Párr. 42).
(a) introducir en el anillo entre una pared del pozo y una cadena de tubería dispuesta en el pozo un fluido de tratamiento de pozo que comprende un guar borado	Los polisacáridos funcionan como agentes de viscosidad, que incrementan la viscosidad de la solución acuosa por 10 a 100 veces, o incluso más. Durante las aplicaciones de alta temperatura, se añade además un agente de reticulación que aumenta aún más la viscosidad de la solución. El ion borato ha sido ampliamente utilizado como un agente de reticulación para las gomas de guar hidratadas y otros galactomananos para formar geles acuosos (Pág. 2, Párr. 14)	La viscosidad de la mayoría de los fluidos de fracturación se genera a partir de polisacáridos solubles en agua, tales como galactomananos o derivados de celulosa. El empleo de agentes de reticulación, tales como borato, titanato o iones de circonio, pueden aumentar aún más la viscosidad. El fluido gelificado puede estar acompañado por un agente de apuntalamiento (es decir, agente de sostén) que resulta en la colocación del agente de sostén dentro de la fractura producida de este modo. El agente de sostén permanece en la fractura producida para evitar el cierre completo de la fractura y para formar un canal conductor que se extiende desde el agujero del pozo en la formación que se está tratando una vez que se recupera el fluido de fracturación (Pág. 5, Párr. 42)
en donde la cadena de tubería tiene allí un ensamble de aislamiento de zona; (b) endurecer el fluido de tratamiento de pozo;	Numerosas sustancias pueden actuar como un fluido portador adecuado, a pesar de que son generalmente soluciones de base acuosa que han sido ya sea gelificadas o espumado o ambos. Por lo tanto, el fluido portador a menudo se preparó mediante la mezcla de un agente gelificante polimérico con una solución acuosa aunque a veces el fluido de soporte es a base de aceite o un fluido de múltiples fases. A menudo, el agente gelificante polimérico es un polisacárido solvatable, por ejemplo, gomas de galactomanano, las encías glicomannan, y derivados de celulosa. El propósito de los polisacáridos solvatable o hidratable es para espesar la solución acuosa de modo agente de sostén puede ser suspendido en la solución para la entrega en la fractura (Pág. 2, Párr. 13)	No menciona
(e) perforar la zona productiva aislada dentro del ensamble de aislamiento de zona; y (d) fracturar hidráulicamente la zona productiva aislada al introducir en la zona un fluido de fracturación	Una forma en la que para maximizar la producción es el proceso conocido como fracturación. La fracturación hidráulica implica literalmente romper o fracturar una parte de	No menciona

	a una presión suficiente para fracturar la zona productiva aislada.	la formación de hidrocarburos cojinete que rodea un pozo de petróleo mediante la inyección de un fluido especializada en el pozo dirigido a la cara de la formación geológica a presiones suficientes para iniciar y / o extender una fractura en la formación. Idealmente, lo que crea este proceso no es una sola fractura, sino una zona de fractura, es decir, una zona que tiene múltiples fracturas o grietas en la formación, a través del cual puede fluir hidrocarburos más fácilmente al pozo (Pág. 2, Párr. 6) En una forma de realización similar pero diferente, el método de la presente invención se utiliza en un proceso para fracturar estimular múltiples intervalos en formaciones individuales o múltiples, dentro del mismo pozo. Esto se lleva a cabo a través de: (i) la perforación de un primer intervalo; (ii) que la estimulación primer intervalo; (iii) aislar el primer intervalo, (iv) un segundo intervalo de perforación; (v) la estimulación de la segunda intervalo; (iii) aislar el segundo intervalo y continuando este patrón (Pág. 3, Párr. 22)	
20	Caracterizado porque el fluido de tratamiento de pozo además comprende un agente modificador de pH.	No menciona	El pH de un fluido acuoso que contiene un polímero hidratable se puede ajustar si es necesario para hacer que el fluido compatible con un agente de reticulación. Preferiblemente, se añade un material de ajuste del pH para el fluido acuoso después de la adición del polímero para el fluido acuoso. Los materiales típicos para el ajuste del pH se utilizan comúnmente ácidos, tampones de ácido, y mezclas de ácidos y bases. Por ejemplo, bicarbonato de sodio, carbonato de potasio, hidróxido de sodio, hidróxido de potasio, carbonato de sodio y agentes de ajuste del pH son típicos. Valores de pH aceptables para el fluido pueden variar desde neutro a básico, es decir, de aproximadamente 5 a aproximadamente 14. Preferiblemente, el pH se mantuvo neutro o básico, es decir, de aproximadamente 7 a aproximadamente 14, más preferiblemente entre aproximadamente 8 a aproximadamente 12 (Pág. 7, Párr. 58)

Los documentos D1 y D2 se consideran el estado de la técnica cercano a la invención

definida en la reivindicación 20 porque divulga el documento D1 un método para la determinación de la cantidad de materiales recuperados de fractura después de la estimulación de un pozo de petróleo por medio de fracturación hidráulica (Pág. 2, Párr. 11) y el documento D2 divulga técnicas de fracturación hidráulica que se utilizan ampliamente para aumentar la producción de petróleo y gas de las formaciones subterráneas (Pág. 5, Párr. 42).

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 20 y el método de D1 consiste en que en este último no se nombra el uso de un agente modificador de pH

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 20 y las técnicas de D2 consiste en que en este último no se especifica los procedimientos de aislar la zona productiva y perforarla posteriormente.

El efecto que logra el incluir el uso de un agente modificador para hacer que el fluido sea compatible con un agente de reticulación.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿Cómo aumentar la compatibilidad del fluido conocido en D1 con el agente de reticulación?”.

Sin embargo, la utilización de agentes modificadores de pH, ya está divulgada en el documento D2 que se refiere a que se añade un material de ajuste del pH para el fluido acuoso después de la adición del polímero para el fluido acuoso (Pág. 7, Párr. 58).

En consecuencia, el la persona del oficio normalmente versada en la materia, incluiría el uso de ajustadores de pH del documento D2 en el procedimiento divulgado en el documento D1 para llegar así al objeto de la reivindicación 20 de la solicitud. Por lo cual se considera obvia.

La reivindicación 22 consiste en “*El método de la reivindicación 15, caracterizado porque:...*” (Pág. 112 de Rad. N° 12-723509-0002)

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

R*	Características esenciales	D1	D2
1	Un método para mejorar la productividad de una formación subterránea que lleva hidrocarburos penetrada por un pozo, caracterizado porque comprende:	Un método para la determinación de la cantidad de materiales recuperados de fractura después de la estimulación de un pozo de petróleo por medio de fracturación hidráulica (Pág. 2, Párr. 11).	Técnicas de fracturación hidráulica se utilizan ampliamente para aumentar la producción de petróleo y gas de las formaciones subterráneas. Durante la fracturación hidráulica, se inyecta en un pozo de perforación a alta presión de fluido. Una vez que se superen las presiones del yacimiento naturales, el fluido de fracturación inicia una fractura en la formación que generalmente sigue creciendo durante el bombeo. A medida que la fractura se ensancha a una anchura adecuada durante el curso del tratamiento, a continuación, se añade también un agente de apuntalamiento para el fluido. El diseño del tratamiento requiere generalmente el fluido para alcanzar una viscosidad máxima medida que entra en la fractura que afecta a la longitud de la fractura y la anchura (Pág. 5, Párr. 42).

(a) introducir en el anillo entre una pared del pozo y una cadena de tubería dispuesta en el pozo un fluido de tratamiento de pozo que comprende un guar borado	Los polisacáridos funcionan como agentes de viscosidad, que incrementan la viscosidad de la solución acuosa por 10 a 100 veces, o incluso más. Durante las aplicaciones de alta temperatura, se añade además un agente de reticulación que aumenta aún más la viscosidad de la solución. El ion borato ha sido ampliamente utilizado como un agente de reticulación para las gomas de guar hidratadas y otros galactomananos para formar geles acuosos (Pág. 2, Párr. 14)	La viscosidad de la mayoría de los fluidos de fracturación se genera a partir de polisacáridos solubles en agua, tales como galactomananos o derivados de celulosa. El empleo de agentes de reticulación, tales como borato, titanato o iones de circonio, pueden aumentar aún más la viscosidad. El fluido gelificado puede estar acompañado por un agente de apuntalamiento (es decir, agente de sostén) que resulta en la colocación del agente de sostén dentro de la fractura producida de este modo. El agente de sostén permanece en la fractura producida para evitar el cierre completo de la fractura y para formar un canal conductor que se extiende desde el agujero del pozo en la formación que se está tratando una vez que se recupera el fluido de fracturación (Pág. 5, Párr. 42)
en donde la cadena de tubería tiene allí un ensamble de aislamiento de zona; (b) endurecer el fluido de tratamiento de pozo;	Numerosas sustancias pueden actuar como un fluido portador adecuado, a pesar de que son generalmente soluciones de base acuosa que han sido ya sea gelificadas o espumado o ambos. Por lo tanto, el fluido portador a menudo se preparó mediante la mezcla de un agente gelificante polimérico con una solución acuosa aunque a veces el fluido de soporte es a base de aceite o un fluido de múltiples fases. A menudo, el agente gelificante polimérico es un polisacárido solvatable, por ejemplo, gomas de galactomanano, las encías glicomannan, y derivados de celulosa. El propósito de los polisacáridos solvatable o hidratable es para espesar la solución acuosa de modo agente de sostén puede ser suspendido en la solución para la entrega en la fractura (Pág. 2, Párr. 13)	No menciona
(e) perforar la zona productiva aislada dentro del ensamble de aislamiento de zona; y (d) fracturar hidráulicamente la zona productiva aislada al introducir en la zona un fluido de fracturación a una presión suficiente para fracturar la zona productiva aislada.	Una forma en la que para maximizar la producción es el proceso conocido como fracturación. La fracturación hidráulica implica literalmente romper o fracturar una parte de la formación de hidrocarburos cojinete que rodea un pozo de petróleo mediante la inyección de un fluido especializada en el pozo dirigido a la cara de la formación geológica a presiones suficientes para iniciar y / o extender una fractura en la formación. Idealmente, lo que crea este proceso no es una sola fractura, sino una zona de fractura, es decir, una zona que tiene múltiples fracturas o grietas	No menciona

		en la formación, a través del cual puede fluir hidrocarburos más fácilmente al pozo (Pág. 2, Párr. 6) En una forma de realización similar pero diferente, el método de la presente invención se utiliza en un proceso para fracturar estimular múltiples intervalos en formaciones individuales o múltiples, dentro del mismo pozo. Esto se lleva a cabo a través de: (i) la perforación de un primer intervalo; (ii) que la estimulación primer intervalo; (iii) aislar el primer intervalo, (iv) un segundo intervalo de perforación; (v) la estimulación de la segunda intervalo; (iii) aislar el segundo intervalo y continuando este patrón (Pág. 3, Párr. 22)	
22	caracterizado porque la formación subterránea es esquisto.	No menciona	La presente invención se refiere a la perforación de pozos en la producción de petróleo, gas y otros fluidos de formaciones subterráneas utilizando un fluido de perforación que reduce o previene inflamación del esquisto y / o arcilla causada por la absorción de agua de los fluidos de perforación durante la perforación, terminación y / o la producción (Pág. 2, Párr. 2).

Los documentos D1 y D2 se consideran el estado de la técnica cercano a la invención definida en la reivindicación 22 porque divulga el documento D1 un método para la determinación de la cantidad de materiales recuperados de fractura después de la estimulación de un pozo de petróleo por medio de fracturación hidráulica (Pág. 2, Párr. 11) y el documento D2 divulga técnicas de fracturación hidráulica que se utilizan ampliamente para aumentar la producción de petróleo y gas de las formaciones subterráneas (Pág. 5, Párr. 42).

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 22 y el método de D1 consiste en que en este último no se nombra que la formación subterránea es esquisto.

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 22 y las técnicas de D2 consiste en que en este último no se especifica los procedimientos de aislar la zona productiva y perforarla posteriormente.

El efecto que logra al utilizar una formación subterránea de esquisto es que en ellas el fluido de perforación reduce o previene inflamación de la formación.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿En qué tipo de formación se puede reducir o prevenir la inflamación de la formación con el fluido del procedimiento conocido en D1?”.

Sin embargo, la utilización de formaciones de esquisto, ya está divulgada en el documento D2 que se refiere a que el procedimiento reduce o previene la inflamación del esquisto y / o arcilla causada por la absorción de agua de los fluidos de perforación (Pág. 2, Párr. 2).

En consecuencia, el la persona del oficio normalmente versada en la materia, incluiría el uso del procedimiento en formaciones de esquisto del documento D2 en el procedimiento

divulgado en el documento D1 para llegar así al objeto de la reivindicación 22 de la solicitud. Por lo cual se consideran obvias.

La reivindicación 25 consiste en “Un método para mejorar la productividad de una formación subterránea que lleva hidrocarburos penetrada por un pozo no vertical, caracterizado porque comprende:....” (Pág. 113 de Rad. N° 12-723509-0002)

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

Características esenciales	D1	D3
Un método para mejorar la productividad de una formación subterránea que lleva hidrocarburos penetrada por un pozo no vertical, caracterizado porque comprende:	Un método para la determinación de la cantidad de materiales recuperados de fractura después de la estimulación de un pozo de petróleo por medio de fracturación hidráulica (Pág. 2, Párr. 11). En los últimos años, ha permitido que la perforación horizontal para la perforación de orificios múltiples que terminan en un orificio comunes que se conecta a la superficie. En los pozos multilaterales tales como éstos, varios trazadores diferentes se podrían utilizar para realizar un seguimiento de la recuperación simultánea de los materiales de las varias patas laterales (orificios) de dichos pozos (Pág. 2, Párr. 21).	Un método para la terminación de fracturación de intervalo múltiple que comprende las etapas de: (Pág. 8, reivindicación 1)
(a) introducir un primer compresor al pozo; (b) introducir en el pozo adyacente al primer compresor una unidad de ensamble de aislamiento de zona; (c) introducir en el pozo un segundo compresor hasta que el área definida por la unidad de ensamble de aislamiento de zona se defina por el primer compresor y el segundo compresor;	No menciona	la introducción de un ensamblaje aislamiento a un agujero del pozo, el ensamblaje de aislamiento que comprende un revestimiento, uno o más mangas, uno o más mangas de pantalla-envuelta, y una pluralidad de los compresores hinchables; en el que la pluralidad de compresores hinchable están dispuestos alrededor del revestimiento en espaciamientos seleccionados; la inflamación al menos uno de la pluralidad de los compresores hinchable a fin de proporcionar aislamiento de las formaciones de uno o más intervalos seleccionados (Pág. 8, reivindicación 1)
(d) introducir en el pozo un fluido de tratamiento de pozo que comprende un guar borado	Una forma en la que para maximizar la producción es el proceso conocido como fracturación. La fracturación hidráulica implica literalmente romper o fracturar una parte de la formación de hidrocarburos cojinete que rodea un pozo de petróleo mediante la inyección de un fluido especializada en el pozo dirigido a la cara de la formación geológica a presiones suficientes (Pág. 2, Párr. 6).	para estimular el al menos uno de los uno o más intervalos seleccionados por el flujo el fluido (Pág. 8, reivindicación 1).

	Por lo tanto, el fluido portador a menudo se preparó mediante la mezcla de un agente gelificante polimérico con una solución acuosa aunque a veces el fluido de soporte es a base de aceite o un fluido de múltiples fases. A menudo, el agente gelificante polimérico es un polisacárido solvatable, por ejemplo, gomas de galactomanano, las encías glicomannan, y derivados de celulosa (Pág. 2, Párr. 13). Durante las aplicaciones de alta temperatura, se añade además un agente de reticulación que aumenta aún más la viscosidad de la solución. El ion borato ha sido ampliamente utilizado como un agente de reticulación para las gomas de guar hidratadas y otros galactomananos para formar geles acuosos (Pág. 2, Párr. 14)	
y endurecer el fluido de tratamiento de pozo, sellando de esta forma el área	Por lo tanto, el fluido portador a menudo se preparó mediante la mezcla de un agente gelificante polimérico con una solución acuosa aunque a veces el fluido de soporte es a base de aceite o un fluido de múltiples fases. A menudo, el agente gelificante polimérico es un polisacárido solvatable, por ejemplo, gomas de galactomanano, las encías glicomannan, y derivados de celulosa. El propósito de los polisacáridos solvatable o hidratable es para espesar la solución acuosa de modo agente de sostén puede ser suspendido en la solución para la entrega en la fractura (Pág. 2, Párr. 13) Los polisacáridos funcionan como agentes de viscosidad, que incrementan la viscosidad de la solución acuosa por 10 a 100 veces, o incluso más. (Pág. 2, Párr. 14)	
definida por el primer compresor y el segundo compresor de las otras áreas del pozo;	No menciona	en el que la pluralidad de compresores hinchable están dispuestos alrededor del revestimiento en espaciamientos seleccionados; la inflamación al menos uno de la pluralidad de los compresores hinchable a fin de proporcionar aislamiento de las formaciones de uno o más intervalos seleccionados (Pág. 8, reivindicación 1);
(e) fracturar hidráulicamente la zona asilada del paso (e) al introducir en	Una forma en la que para maximizar la producción es el	No menciona

la zona un fluido de fracturación a una presión suficiente para fracturar la zona aislada; y	proceso conocido como fracturación. La fracturación hidráulica implica literalmente romper o fracturar una parte de la formación de hidrocarburos cojinete que rodea un pozo de petróleo mediante la inyección de un fluido especializada en el pozo dirigido a la cara de la formación geológica a presiones suficientes para iniciar y / o extender una fractura en la formación. Idealmente, lo que crea este proceso no es una sola fractura, sino una zona de fractura, es decir, una zona que tiene múltiples fracturas o grietas en la formación, a través del cual puede fluir hidrocarburos más fácilmente al pozo (Pág. 2, Párr. 6)	
(f) repetir los pasos (a) a (d) en otra área del pozo.	En una forma de realización similar pero diferente, el método de la presente invención se utiliza en un proceso para fracturar estimular múltiples intervalos en formaciones individuales o múltiples, dentro del mismo pozo. Esto se lleva a cabo a través de: (i) la perforación de un primer intervalo; (ii) que la estimulación primer intervalo; (iii) aislar el primer intervalo, (iv) un segundo intervalo de perforación; (v) la estimulación de la segunda intervalo; (iii) aislar el segundo intervalo y continuando este patrón (Pág. 3, Párr. 22)	No menciona

Los documentos D1 y D2 se consideran el estado de la técnica cercano a la invención definida en la reivindicación 25 porque divulgan el documento D1 divulga un método para la determinación de la cantidad de materiales recuperados de fractura después de la estimulación de un pozo de petróleo por medio de fracturación hidráulica (Pág. 2, Párr. 11) y el documento D2 divulga un método para la terminación de fracturación de intervalo múltiple que comprende las etapas de: (Pág. 8, reivindicación 1)

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 25 y el método de D1 consiste en que no se nombra el uso de compresores para definir la zona de aislamiento.

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 25 y el procedimiento de D3 consiste en que no se nombra el uso de guar borado en una mezcla gelificante.

El efecto que logra el incluir el uso de compresores es que proporcionar aislamiento entre los intervalos de agujero del pozo para permitir el tratamiento o retratamiento de los intervalos seleccionados en el intervalo de posos múltiples.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿Cómo modificar el método conocido en D1 para conseguir un aislamiento entre los intervalos de agujero del pozo para permitir el tratamiento o retratamiento?”.

Sin embargo, la utilización de compresores es que proporcionar aislamiento, ya está divulgada en el documento D3 que se refiere a la introducción de un ensamblaje aislamiento a un agujero del pozo, el ensamblaje de aislamiento que comprende un revestimiento, uno o más mangas, uno o más mangas de pantalla-envuelta, y una pluralidad de los compresores hinchables; en el que la pluralidad de compresores hinchable están dispuestos alrededor del revestimiento en espaciamientos seleccionados; la inflamación al menos uno de la pluralidad de los compresores hinchable a fin de proporcionar aislamiento de las formaciones de uno o más intervalos seleccionados (Pág. 8, reivindicación 1)

En consecuencia, el la persona del oficio normalmente versada en la materia, incluiría el uso de compresores del documento D3 en el método divulgado en el documento D1 para llegar así al objeto de la reivindicación 25 de la solicitud. Por lo cual se considera obvia.

7. Conclusión

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

Item	Documento	Reivindicaciones afectadas	Requisito que afecta
D1	US 2003/0006036	1, a 7, 9, 11, 12, 15 a 19, 21, 23, 24 8, 10, 20, 22, 25	Novedad / Nivel Inventivo Nivel Inventivo
D2	US 2007/0173414	8, 10, 20, 22	Nivel Inventivo
D3	US 2008/0156496	25,	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.

Se invita al solicitante se sirva indicar, si así lo considera, su renuncia al término faltante de sesenta (60) días para dar respuesta a este requerimiento y presentarla por escrito.

Finalmente, 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, no pagará la tasa de modificación voluntaria pero sí la correspondiente al pago por reivindicación adicional.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el numeral 5.2, literal e), del capítulo quinto del título primero de la Circular Única No. 10 de 2001.



JOSÉ LUIS SALAZAR LÓPEZ
Director de Nuevas Creaciones (c)

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista, de fecha 2013-08-13

Elaboró: Oscar Aragon Caycedo
Revisó: Rosa Patricia Tellez Chavarro