

REPÚBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Oficio N° 3093

Ref. Expediente N° 16051487

Señor(a)
BAKER HUGHES INCORPORATED
notificaciones@clarkemodet.com.co

Asunto: PATENTE DE INVENCIÓN - 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/US2014/050754				
Fecha de Presentación Internacional	12 de agosto 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	16-051487-0000-0000	29 de febrero de 2016
Reivindicaciones:	16-051487-0003-0000	20 de mayo de 2016
Dibujos:	16-051487-0000-0000	29 de febrero de 2016
Prioridad(es):	País: US, ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA Número: 14/015,660 Fecha: 30 de agosto 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.

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 23 del capítulo reivindicatorio (Págs. 10 a 16, Radicado No. 16-051487-0003-0000).

Oficio N° 3093

Ref. Expediente N° 16051487

Título de la solicitud: “MÉTODO PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD DE LAS FORMACIONES DE HIDROCARBUROS UTILIZANDO FLUIDO QUE CONTIENE AGENTE DE ENLAZAMIENTO CRUZADO ORGANOMETÁLICO E INHIBIDOR DE ESCAMAS DE ÓXIDO” (Pág. 1, Rad No. 16-051487-0000-0000).

El problema planteado en esta solicitud consiste en la necesidad de proporcionar un método para inhibir escamas en los pozos, a partir de inhibidores de escamas de óxido mejorados, que son útiles en los fluidos de tratamiento de pozos y que contienen un polímero viscosificante y un agente de enlazamiento cruzado organometálico evitando los problemas de estabilidad en el gel y teniendo viscosidades no deseables.

Para resolver este problema técnico, la solicitud en estudio proporciona un método que previene o inhibe la formación de escamas de óxido en un pozo mediante el bombeo en el pozo de un fluido que comprende un polímero hidratable, un agente de enlazamiento cruzado, tal como un agente de enlazamiento cruzado organometálico que contiene un metal polivalente y un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados así como las mezclas de los mismos

El objeto de la presente solicitud se relaciona con la Clasificación Internacional de Patentes (CIP): C09K 8/528, C09K 8/92, C09K 8/68, C09K 8/88.

4. De la solicitud de patente

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

En las reivindicaciones los términos “a una presión suficiente” (reiv. 1, 19, 22 y 23), “uno o más” (reiv. 15), “mayor(es) a” (reiv. 20 y 21), “una pluralidad” (reiv. 4 y 8) son imprecisos y/o relativos, por lo cual no permiten distinguir la invención del estado de la técnica. Se sugiere eliminarlos o sustituirlos por términos precisos o rangos concretos.

Las reivindicaciones hacen referencia a resultados a obtener o efectos como lo son “para crear o agrandar fracturas (...)” (reiv. 1, 19, 20, 22 y 23), “(d) prevenir y/o inhibir la formación de escamas de óxido en el pozo y/o formación(...)” (reiv. 1 y 23), “inhibir o controlar la formación de escamas de óxido cerca de las regiones del pozo de la formación subterránea con el inhibidor de escamas de óxido” (reiv. 14 y 22), lo cual no es permitido para caracterizar la invención, ya que incluiría no sólo la solución propuesta por el solicitante sino todas las alternativas presentes o futuras que lleguen a ese resultado. Se sugiere reemplazarlo por las características esenciales que contribuyen a la obtención de ese efecto.

En las reivindicaciones se presentan como características técnicas esenciales términos generales, tales como “un polímero viscosificante reticulable” (reiv. 1, 23), “un agente de reticulación (...)” (reiv. 1, 23), “sulfonatos de polivinilo” (reiv. 1, 3, 23), “poliacrilatos sulfonados” (reiv. 1, 6, 23), “derivados celulósicos”, “poliacrilamida parcialmente hidrolizada o un copolímero de acrilamida” (reiv. 16), “guar no derivatizado o un guar derivatizado” (reiv. 17), “agente de sostén” (reiv. 23), los cuales sugieren de forma imprecisa que la protección se extiende a otras posibles variaciones o modificaciones y no restringen la invención, se sugiere realizar

Oficio N° 3093

Ref. Expediente N° 16051487

las modificaciones respectivas utilizando términos que describan de forma más específica la invención.

Las expresiones *"prevenir y/o inhibir la formación de escamas de óxido en el pozo y/o formación (...)"* (reiv. 1 y 23), *"Inhibir o controlar la formación de escamas de óxido cerca de las regiones del pozo de la formación subterránea con el inhibidor de escamas de óxido"* (reiv. 22), no pueden ser consideradas etapas del método reclamado por cuanto dichas expresiones hacen referencia a la obtención y efecto que pretende la invención.

Las reivindicaciones 1 y 23 y 9 y 11, no son concisas por cuanto las características técnicas de la reivindicación 23 se encuentran dentro del alcance de la reivindicación 1, asimismo, la reivindicación 11 se encuentran dentro del alcance de la reivindicación 9.

Las reivindicaciones 20 y 21 presentan las unidades de temperatura (°F) que no se encuentran en el Sistema Internacional. Sin embargo, de acuerdo al decreto 3460 de 1984 se dispuso que se debe adoptar en el país el Sistema Internacional de Unidades (SI) como sistema obligatorio. [Decreto 3460 de 1984, artículo 1 "Adoptar el Sistema Internacional de Unidades, SI, como sistema obligatorio de unidades en materia de metrología en el territorio de la República de Colombia."], por lo tanto, se deben cambiar todas las unidades de la solicitud a este Sistema.

Descripción (Art. 28 y 29 D 486)

Las unidades °F (Párr. 031 y ejemplos), no se encuentran en el Sistema Internacional. Sin embargo, de acuerdo al decreto 3460 de 1984 se dispuso que se debe adoptar en el país el Sistema Internacional de Unidades (SI) como sistema obligatorio. [Decreto 3460 de 1984, artículo 1 "Adoptar el Sistema Internacional de Unidades, SI, como sistema obligatorio de unidades en materia de metrología en el territorio de la República de Colombia.], por lo tanto, se deben cambiar todas las unidades de la solicitud a este Sistema.

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: 30 de agosto de 2013, y se encontraron los siguientes documentos que anticipan el objeto de esta solicitud:

Ítem	Documento	Título	Fecha de Publicación
D1	US 2011/0067875	"High temperature fracturing fluids and methods"	24/marzo/2011
D2	US 6,265,355	"Gel-breaker composition and a method for breaking a gel"	24/julio/2001

El documento D1¹ divulga un método para tratar una formación subterránea, que comprende: proporcionar un fluido, que comprende el tratamiento: un fluido de base

1

<https://www.google.ch/patents/US20110067875?dq=US2011067875&hl=es&sa=X&ved=0ahUKEwjduOg9ZTSAhXiqVQKHXRsAYkQ6AEIHtAA>

Oficio N° 3093

Ref. Expediente N° 16051487

acuosa y un producto de reacción de un agente gelificante que comprende un copolímero o sal del mismo que comprende N- [tris (hidroximetil) metil] acrilamida, 2-acrilamido-2-metilpropanosulfónico o una sal del mismo, y acrilamida; y un agente de reticulación; y la introducción del fluido de tratamiento en una formación subterránea (Resumen).

El documento D2² proporciona una composición que contiene un agente quelante y un ácido carboxílico amino y un método para romper un gel formado por un polímero reticulable y un agente de reticulación. La composición también puede ser utilizada para la eliminación selectiva de los geles de polímero reticulado de una zona petrolífera en una formación subterránea, en presencia de una formación de agua conectada por un polímero reticulable y un agente de reticulación. Las soluciones acuosas de fosfonatos y sulfonatos también son útiles en el método (Resumen).

6. Examen de Patentabilidad (Art. 14 D486)

Nivel Inventivo (Art. 18 D486)

La reivindicación 1 consiste en: *“Un método para fracturar una formación calcárea o silícea que contiene hidrocarburos penetrada por un pozo caracterizado por lo siguiente (...)”* (Pág. 10, Radicado No. 16-051487-0003-0000).

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

Características Esenciales	D1	D2
Un método para fracturar una formación calcárea o silícea que contiene hidrocarburos penetrada por un pozo caracterizado por lo siguiente	Un método de tratamiento de una formación subterránea, que comprende (Reivindicación 1).	La composición también puede ser utilizada para la eliminación selectiva de los geles de polímero reticulado de una zona petrolífera en una formación subterránea (Resumen).
(a) bombear en el pozo a una presión suficiente (...) un fluido de tratamiento de pozo que comprende	Proporcionar un fluido, que comprende el tratamiento (Reivindicación 1).	
(i) un polímero viscosificante reticulable	Para proporcionar la viscosidad deseada, agentes gelificantes poliméricos comúnmente se añaden a los fluidos de tratamiento para formar fluidos de tratamiento viscoso (Párr. 0006).	No lo menciona
(ii) un agente de reticulación organometálico que contiene un ion de metal polivalente	El agente de reticulación en los fluidos de tratamiento de la presente invención puede comprender un ion de metal que es capaz de reticular al menos dos moléculas del polímero reticulable (Párr. 0023).	El agente de reticulación es preferiblemente una molécula o complejo que contiene un catión de metal de transición reactiva. agentes de reticulación de ejemplo son compuestos o complejos que contienen acetato de cromo, cloruro de cromo, compuestos de aluminio, compuestos de circonio, compuestos de hierro y similares (Col. 1, líneas 51 a 56).

Oficio N° 3093

Ref. Expediente N° 16051487

(iii) un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados así como las mezclas de los mismos	No lo menciona	Una solución acuosa que contiene de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 25 por ciento en peso de una composición de un agente quelante seleccionado de grupo que consiste en copolímero sulfonado de ácido poliacrílico y sulfonato de polivinilo y de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 8,0 por ciento en peso de un ácido carboxílico amino que contiene de 1 a 5 grupos carboxilo y que contiene de 2 a aproximadamente 6 átomos de carbono y sales de los mismos (Reivindicación 2).
(b) formar un gel que contiene el inhibidor de escamas de óxido después del paso (a) por medio de la reticulación del polímero viscosificante reticulable y el agente de reticulación organometálico;	Proporcionar un fluido, que comprende el tratamiento: un fluido de base acuosa y un producto de reacción de un agente gelificante que comprende un copolímero o sal del mismo que comprende N- [tris (hidroximetil) metil] acrilamida, ácido 2-acrilamido-2-metilpropanosulfónico o una sal del mismo, y acrilamida; y un agente de reticulación (Reivindicación 1).	La presente invención comprende además un método para aumentar selectivamente la permeabilidad de una zona petrolífera en una formación subterránea penetrada de una superficie por un pozo de sondeo y que contiene al menos una zona de aceite del cojinete y al menos una zona de soporte de agua que ha sido tratada por inyección de un polímero acuoso y un agente de reticulación para posicionar un gel de polímero reticulado en la zona petrolífera (Col. 2, líneas 53 a 60).
(c) transportar el inhibidor de escamas de óxido en el gel dentro de la formación;	La introducción del fluido de tratamiento en una formación subterránea a una presión suficiente para crear o mejorar al menos una fractura dentro de la formación subterránea (Párr. 0010).	No lo menciona

El documento D1 se considera el estado de la técnica cercano a la invención definida en la reivindicación 1 porque divulga un método para tratar una formación subterránea, que comprende: proporcionar un fluido, que comprende el tratamiento: un fluido de base acuosa y un producto de reacción de un agente gelificante que comprende un copolímero o sal del mismo que comprende N- [tris (hidroximetil) metil] acrilamida, 2-acrilamido-2-metilpropanosulfónico o una sal del mismo, y acrilamida; y un agente de reticulación; y la introducción del fluido de tratamiento en una formación subterránea (Resumen).

La diferencia entre la invención definida en la reivindicación 1 y el método divulgado en D1 consiste en que este último no menciona un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados así como las mezclas de los mismos

El efecto que se logra por el hecho de incluir un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido

Oficio N° 3093

Ref. Expediente N° 16051487

poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados es que permite ser utilizados en los fluidos de tratamiento de pozos que contienen un polímero viscosificante y un agente de enlazamiento cruzado sin afectar la estabilidad del fluido gelificado.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿Cómo modificar el método conocido en D1 con el fin de tener un fluido de tratamiento de pozo que contenga un polímero viscosificante y un agente de enlazamiento cruzado sin afectar la estabilidad del fluido gelificado?”.

Sin embargo, la implementación de un fluido de tratamiento que es bombeado a un pozo que incluya un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados con el fin de no afectar la estabilidad del fluido gelificado, ya era conocido en el estado de la técnica, por cuanto el documento D2 menciona que una solución acuosa que contiene de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 25 por ciento en peso de una composición de un agente quelante seleccionado de grupo que consiste en copolímero sulfonado de ácido poliacrílico y sulfonato de polivinilo y de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 8,0 por ciento en peso de un ácido carboxílico amino que contiene de 1 a 5 grupos carboxilo y que contiene de 2 a aproximadamente 6 átomos de carbono y sales de los mismos (Reivindicación 2), asimismo, enseña que para romper un gel de polímero reticulado en una formación subterránea penetrada por un pozo mediante la inyección de una solución acuosa que contiene de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 25% de la solución acuosa de un agente quelante seleccionado del grupo que consiste en ácidos fosfónicos o ácidos sulfónicos y derivados mantiene la solución acuosa en contacto con el gel de polímero reticulado por un tiempo suficiente para que el agente quelante rompa al menos una parte importante de la gel de polímero reticulado (Col. 2, líneas 41 a 52).

En consecuencia, la persona del oficio normalmente versada en la materia estaría motivada en incluir un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados según lo divulgado en el documento D2, en el método descrito por D1, para llegar así al objeto de la reivindicación 1 de la solicitud. Por lo cual se considera obvia.

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

- Reivindicación 2: El agente de reticulación en los fluidos de tratamiento de la presente invención puede comprender un ion de metal que es capaz de reticular al menos dos moléculas del polímero reticulable. Los ejemplos de iones metálicos adecuados incluyen, pero no se limitan a, los iones de circonio IV, iones de titanio, y cualquier combinación o derivado del mismo. Estos iones pueden proporcionarse al proporcionar cualquier compuesto que es capaz de producir uno o más de estos iones; Ejemplos de tales compuestos incluyen, pero no se limitan a, cloruro de circonio, sulfato de circonio, y isopropóxido de titanio con trietanolamina (Párr. 0023).

Oficio N° 3093

Ref. Expediente N° 16051487

- Reivindicaciones 7 y 8: En algunas realizaciones, el agente de reticulación comprende al menos un componente que comprende un ion de metal de circonio o titanio (Párr. 0016).
- Reivindicaciones 9 a 11: Tal reticulación se cree que se produce en intervalos de pH más bajos. En algunas realizaciones, un pH en el intervalo de aproximadamente 3 a aproximadamente 5 puede ser más deseable para maximizar las reticulaciones iniciales formados a través de los grupos carboxilato disponibles del polímero en el fluido de tratamiento (Párr. 0025).
- Reivindicaciones 12 y 13: En algunas formas de realización un pH en el intervalo de aproximadamente 6 a aproximadamente 10 puede ser más deseable para maximizar la segunda reticulaciones formadas a través de los grupos hidroxilo disponible de los grupos de polímero en los fluidos de tratamiento (Párr. 0025).
- Reivindicación 14: Se utiliza en el tratamiento de control de arena, como el empaque de grava, entre otras cosas, para evitar que las partículas de formación de la oclusión de la pantalla o la migración de los hidrocarburos producidos, y los actos de pantalla, entre otras cosas, para evitar que las partículas entren en la tubería de producción (Párr. 0004).
- Reivindicación 15 a 18: Se utiliza en el tratamiento de control de arena, como el empaque de grava, entre otras cosas, para evitar que las partículas de formación de la oclusión de la pantalla o la migración de los hidrocarburos producidos, y los actos de pantalla, entre otras cosas, para evitar que las partículas entren en la tubería de producción (Párr. 0004).

Asimismo, el documento D2 divulga las características de las reivindicaciones dependientes así:

- Reivindicaciones 3 a 6: Una solución acuosa que contiene de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 25 por ciento en peso de una composición de un agente quelante seleccionado de grupo que consiste en copolímero sulfonado de ácido poliacrílico y sulfonato de polivinilo y de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 8,0 por ciento en peso de un ácido carboxílico amino que contiene de 1 a 5 grupos carboxilo y que contiene de 2 a aproximadamente 6 átomos de carbono y sales de los mismos (Reivindicación 2). Una poliacrilamida que tiene un peso molecular medio de aproximadamente 250.000 (Col. 6, líneas 24 y 25).

Por su parte, la reivindicación 19 consiste en: *“Un método para inhibir o controlar la deposición de escamas de óxido en un pozo o en una formación subterránea penetrada por un pozo durante la fracturación de la formación subterránea, el método caracterizado por lo siguiente: (...)”* (Pág. 13, Radicado No. 16-051487-0003-0000).

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

Características Esenciales	D1	D2
Un método para inhibir o controlar la deposición de escamas de óxido en un pozo o en una formación subterránea penetrada por un pozo durante la fracturación de la	Un método de tratamiento de una formación subterránea, que comprende (Reivindicación 1).	La composición también puede ser utilizada para la eliminación selectiva de los geles de polímero reticulado de una zona petrolífera en

Oficio N° 3093

Ref. Expediente N° 16051487

formación subterránea, el método caracterizado por lo siguiente:		una formación subterránea (Resumen).
(a) bombear en el pozo a una presión suficiente (...) en donde el fluido de tratamiento comprende	Introducir el fluido de tratamiento en una formación subterránea (Reivindicación 1).	
(i) un polímero viscosificante hidratable que es guar no derivatizado o un derivado de guar o una combinación de los mismos	Para proporcionar la viscosidad deseada, agentes gelificantes poliméricos comúnmente se añaden a los fluidos de tratamiento para formar fluidos de tratamiento viscoso. El término "agente gelificante" se define aquí para incluir cualquier sustancia que es capaz de aumentar la viscosidad de un fluido, por ejemplo, mediante la formación de un gel. Ejemplos de agentes gelificantes poliméricos usados comúnmente incluyen, pero no se limitan a, las gomas de guar y sus derivados, derivados de celulosa, biopolímeros, y similares (Párr. 0006).	No lo menciona
(ii) un agente de reticulación organometálico que contiene un metal seleccionado del grupo que consiste de Zr, Ti, Al y Sb así como las mezclas de los mismos;	El agente de reticulación en los fluidos de tratamiento de la presente invención puede comprender un ion de metal que es capaz de reticular al menos dos moléculas del polímero reticulable. Los ejemplos de iones metálicos adecuados incluyen, pero no se limitan a, los iones de circonio IV, iones de titanio, y cualquier combinación o derivado del mismo. Estos iones pueden proporcionarse al proporcionar cualquier compuesto que es capaz de producir uno o más de estos iones; Ejemplos de tales compuestos incluyen, pero no se limitan a, cloruro de circonio, sulfato de circonio, y isopropóxido de titanio con trietanolamina (Párr. 0023).	El agente de reticulación es preferiblemente una molécula o complejo que contiene un catión de metal de transición reactiva. agentes de reticulación de ejemplo son compuestos o complejos que contienen acetato de cromo, cloruro de cromo, compuestos de aluminio, compuestos de circonio, compuestos de hierro y similares (Col. 1, líneas 51 a 56).
(iii) un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo que tienen un peso molecular promedio en número desde 500 hasta 100.000, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico que tiene un peso molecular promedio en número desde 500 hasta 200.000, una carboximetil inulina que tiene un peso molecular promedio en número desde 500 hasta 30.000 y	No lo menciona	Una solución acuosa que contiene de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 25 por ciento en peso de una composición de un agente quelante seleccionado de grupo que consiste en copolímero sulfonado de ácido poliacrílico y sulfonato de polivinilo y de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 8,0 por

Oficio N° 3093

Ref. Expediente N° 16051487

poliacrilatos sulfonados que tienen un peso molecular promedio en número desde 500 hasta 30.000 así como las mezclas de los mismos		ciento en peso de un ácido carboxílico amino que contiene de 1 a 5 grupos carboxilo y que contiene de 2 a aproximadamente 6 átomos de carbono y sales de los mismos (Reivindicación 2). Una poliacrilamida que tiene un peso molecular medio de aproximadamente 250.000 (Col. 6, líneas 24 y 25).
(b) formar un fluido de tratamiento de pozo viscoso estable por medio de la interacción del polímero viscosificante y el agente de reticulación organometálico en presencia del inhibidor de escamas de óxido	proporcionar un fluido, que comprende el tratamiento: un fluido de base acuosa y un producto de reacción de un agente gelificante que comprende un copolímero o sal del mismo que comprende N-[tris (hidroximetil) metil] acrilamida, ácido 2-acrilamido-2-metilpropanosulfónico o una sal del mismo, y acrilamida; y un agente de reticulación (Reivindicación 1).	La presente invención comprende además un método para aumentar selectivamente la permeabilidad de una zona petrolífera en una formación subterránea penetrada de una superficie por un pozo de sondeo y que contiene al menos una zona de aceite del cojinete y al menos una zona de soporte de agua que ha sido tratada por inyección de un polímero acuoso y un agente de reticulación para posicionar un gel de polímero reticulado en la zona petrolífera (Col. 2, líneas 53 a 60).
(c) transportar el inhibidor de escamas de óxido en una zona específica de la formación sujeta a fracturación.	La introducción del fluido de tratamiento en una formación subterránea a una presión suficiente para crear o mejorar al menos una fractura dentro de la formación subterránea (Párr. 0010).	No lo menciona

El documento D1 se considera el estado de la técnica cercano a la invención definida en la reivindicación 19 porque divulga un método para tratar una formación subterránea, que comprende: proporcionar un fluido, que comprende el tratamiento: un fluido de base acuosa y un producto de reacción de un agente gelificante que comprende un copolímero o sal del mismo que comprende N- [tris (hidroximetil) metil] acrilamida, 2-acrilamido-2-metilpropanosulfónico o una sal del mismo, y acrilamida; y un agente de reticulación; y la introducción del fluido de tratamiento en una formación subterránea (Resumen).

La diferencia entre la invención definida en la reivindicación 19 y el método divulgado en D1 consiste en que este último no menciona un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo que tienen un peso molecular promedio en número desde 500 hasta 100.000, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico que tiene un peso molecular promedio en número desde 500 hasta 200.000, una carboximetil inulina que tiene un peso molecular promedio en número desde 500 hasta 30.000 y poliacrilatos sulfonados que tienen un peso molecular promedio en número desde 500 hasta 30.000 así como las mezclas de los mismos.

Oficio N° 3093

Ref. Expediente N° 16051487

El efecto que se logra por el hecho de incluir un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados es que permite ser utilizados en los fluidos de tratamiento de pozos que contienen un polímero viscosificante y un agente de enlazamiento cruzado sin afectar la estabilidad del fluido gelificado.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿Cómo modificar el método conocido en D1 con el fin de tener un fluido de tratamiento de pozo que contenga un polímero viscosificante y un agente de enlazamiento cruzado sin afectar la estabilidad del fluido gelificado?”.

Sin embargo, la implementación de un fluido de tratamiento que es bombeado a un pozo que incluya un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados con el fin de no afectar la estabilidad del fluido gelificado, ya era conocido en el estado de la técnica, por cuanto el documento D2 menciona que una solución acuosa que contiene de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 25 por ciento en peso de una composición de un agente quelante seleccionado de grupo que consiste en copolímero sulfonado de ácido poliacrílico y sulfonato de polivinilo y de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 8,0 por ciento en peso de un ácido carboxílico amino que contiene de 1 a 5 grupos carboxilo y que contiene de 2 a aproximadamente 6 átomos de carbono y sales de los mismos (Reivindicación 2), igualmente enseña una poliacrilamida que tiene un peso molecular medio de aproximadamente 250.000 (Col. 6, líneas 24 y 25). asimismo, enseña que para romper un gel de polímero reticulado en una formación subterránea penetrada por un pozo mediante la inyección de una solución acuosa que contiene de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 25% de la solución acuosa de un agente quelante seleccionado del grupo que consiste en ácidos fosfónicos o ácidos sulfónicos y derivados mantiene la solución acuosa en contacto con el gel de polímero reticulado por un tiempo suficiente para que el agente quelante rompa al menos una parte importante de la gel de polímero reticulado (Col. 2, líneas 41 a 52).

En consecuencia, la persona del oficio normalmente versada en la materia estaría motivada en incluir un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados según lo divulgado en el documento D2, en el método descrito por D1, para llegar así al objeto de la reivindicación 19 de la solicitud. Por lo cual se considera obvia.

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

- Reivindicación 20 y 21: Para ilustrar la estabilidad térmica del copolímero de acuerdo con una realización de la presente invención, 100 ml de la solución de polímero 1% se cortó en un mezclador Caringa a velocidad media aproximadamente. Se añadieron 0,03 g de "FERCHECK" (estabilizador), 0,4 ml de ácido sulfámico al 15% y 0,3 ml de CL-40 (agente de reticulación a base de Zr) a la solución. Después, la viscosidad de la mezcla se midió utilizando un viscosímetro Chandler 5550 equipado con un rotor B5X bob y R1, mientras que la temperatura se incrementó de manera constante durante un período de 40

Oficio N° 3093

Ref. Expediente N° 16051487

minutos a 400 ° F. Durante este tiempo, la muestra se somete a un cizallamiento constante tasa de 40 seg -1 (Párr. 0042).

Por su parte, la reivindicación 22 consiste en: *“Un método para inhibir o controlar la deposición de escamas de óxido en un pozo o en una formación subterránea penetrada por un pozo durante una operación de fracturación hidráulica, el método caracterizado por los siguientes pasos (...)”* (Pág. 14, Radicado No. 16-051487-0003-0000).

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

Características Esenciales	D1	D2
Un método para inhibir o controlar la deposición de escamas de óxido en un pozo o en una formación subterránea penetrada por un pozo durante una operación de fracturación hidráulica, el método caracterizado por los siguientes pasos:	Un método de tratamiento de una formación subterránea, que comprende (Reivindicación 1).	La composición también puede ser utilizada para la eliminación selectiva de los geles de polímero reticulado de una zona petrolífera en una formación subterránea (Resumen).
(A) bombear en el pozo a una presión suficiente (...) un fluido de tratamiento de pozo, en donde el fluido de tratamiento de pozo comprende:	Introducir el fluido de tratamiento en una formación subterránea (Reivindicación 1).	
(a) un polímero viscosificante reticulable seleccionado del grupo que consiste de guar no derivatizado, derivados de guar, derivados de celulosa y poliacrilamida así como las mezclas de los mismos;	Para proporcionar la viscosidad deseada, agentes gelificantes poliméricos comúnmente se añaden a los fluidos de tratamiento para formar fluidos de tratamiento viscoso. El término "agente gelificante" se define aquí para incluir cualquier sustancia que es capaz de aumentar la viscosidad de un fluido, por ejemplo, mediante la formación de un gel. Ejemplos de agentes gelificantes poliméricos usados comúnmente incluyen, pero no se limitan a, las gomas de guar y sus derivados, derivados de celulosa, biopolímeros, y similares (Párr. 0006).	No lo menciona
(b) un agente de reticulación de circonio o titanio;	El agente de reticulación en los fluidos de tratamiento de la presente invención puede comprender un ion de metal que es capaz de reticular al menos dos moléculas del polímero reticulable. Los ejemplos de iones metálicos adecuados incluyen, pero no se limitan a, los iones de circonio IV, iones de titanio, y cualquier combinación o derivado del mismo. Estos iones pueden proporcionarse al proporcionar cualquier compuesto que es capaz de producir uno o más de estos iones; Ejemplos de tales compuestos incluyen, pero no se	No lo menciona

Oficio N° 3093

Ref. Expediente N° 16051487

	limitan a, cloruro de zirconilo, sulfato de zirconio, y isopropóxido de titanio con trietanolamina (Párr. 0023).	
(c) un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de (i) sulfonatos de polivinilo, el pH del fluido de tratamiento de pozo estando entre 3,0 y 12,0; (ii) un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, el pH del fluido de tratamiento de pozo estando entre 3,0 y 12,0; (iii) una carboximetil inulina, el pH del fluido de tratamiento de pozo estando entre 8,0 y 12,0; y (iv) un poliacrilato sulfonado, el pH del fluido de tratamiento de pozo estando entre 8,0 y 12,0; y	No lo menciona	Una solución acuosa que contiene de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 25 por ciento en peso de una composición de un agente quelante seleccionado de grupo que consiste en copolímero sulfonado de ácido poliacrílico y sulfonato de polivinilo y de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 8,0 por ciento en peso de un ácido carboxílico amino que contiene de 1 a 5 grupos carboxilo y que contiene de 2 a aproximadamente 6 átomos de carbono y sales de los mismos (Reivindicación 2).
(B) transportar el inhibidor de escamas de óxido en un fluido gelificado en una región cercana al pozo, el fluido gelificado siendo formado por la interacción del polímero viscosificante reticulable y el agente de reticulación de circonio o titanio en presencia del inhibidor de escamas de óxido	La introducción del fluido de tratamiento en una formación subterránea a una presión suficiente para crear o mejorar al menos una fractura dentro de la formación subterránea (Párr. 0010).	No lo menciona

El documento D1 se considera el estado de la técnica cercano a la invención definida en la reivindicación 22 porque divulga un método para tratar una formación subterránea, que comprende: proporcionar un fluido, que comprende el tratamiento: un fluido de base acuosa y un producto de reacción de un agente gelificante que comprende un copolímero o sal del mismo que comprende N- [tris (hidroximetil) metil] acrilamida, 2-acrilamido-2-metilpropanosulfónico o una sal del mismo, y acrilamida; y un agente de reticulación; y la introducción del fluido de tratamiento en una formación subterránea (Resumen).

La diferencia entre la invención definida en la reivindicación 22 y el método divulgado en D1 consiste en que este último no menciona un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de (i) sulfonatos de polivinilo, el pH del fluido de tratamiento de pozo estando entre 3,0 y 12,0; (ii) un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, el pH del fluido de tratamiento de pozo estando entre 3,0 y 12,0; (iii) una carboximetil inulina, el pH del fluido de tratamiento de pozo

Oficio N° 3093

Ref. Expediente N° 16051487

estando entre 8,0 y 12,0; y (iv) un poliacrilato sulfonado, el pH del fluido de tratamiento de pozo estando entre 8,0 y 12,0.

El efecto que se logra por el hecho de incluir un inhibidor de escamas de óxido tal como el de la invención es que permite ser utilizados en los fluidos de tratamiento de pozos que contienen un polímero viscosificante y un agente de enlazamiento cruzado sin afectar la estabilidad del fluido gelificado.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿Cómo modificar el método conocido en D1 con el fin de tener un fluido de tratamiento de pozo que contenga un polímero viscosificante y un agente de enlazamiento cruzado sin afectar la estabilidad del fluido gelificado?”.

Sin embargo, la implementación de un fluido de tratamiento que es bombeado a un pozo que incluya un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados con el fin de no afectar la estabilidad del fluido gelificado, ya era conocido en el estado de la técnica, por cuanto el documento D2 menciona que una solución acuosa que contiene de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 25 por ciento en peso de una composición de un agente quelante seleccionado de grupo que consiste en copolímero sulfonado de ácido poliacrílico y sulfonato de polivinilo y de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 8,0 por ciento en peso de un ácido carboxílico amino que contiene de 1 a 5 grupos carboxilo y que contiene de 2 a aproximadamente 6 átomos de carbono y sales de los mismos (Reivindicación 2), asimismo, enseña que para romper un gel de polímero reticulado en una formación subterránea penetrada por un pozo mediante la inyección de una solución acuosa que contiene de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 25% de la solución acuosa de un agente quelante seleccionado del grupo que consiste en ácidos fosfónicos o ácidos sulfónicos y derivados mantiene la solución acuosa en contacto con el gel de polímero reticulado por un tiempo suficiente para que el agente quelante rompa al menos una parte importante de la gel de polímero reticulado (Col. 2, líneas 41 a 52). Por su parte el documento D1 menciona que tal reticulación se cree que se produce en intervalos de pH más bajos. En algunas realizaciones, un pH en el intervalo de aproximadamente 3 a aproximadamente 5 puede ser más deseable para maximizar las reticulaciones iniciales formados a través de los grupos carboxilato disponibles del polímero en el fluido de tratamiento (Párr. 0025).

En consecuencia, la persona del oficio normalmente versada en la materia estaría motivada en incluir un inhibidor de escamas de óxido según lo divulgado en el documento D2, en el método descrito por D1, para llegar así al objeto de la reivindicación 22 de la solicitud. Por lo cual se considera obvia.

Por su parte, la reivindicación 23 consiste en: “Un método para fracturar una formación calcárea o silíceo que contiene hidrocarburos penetrada por un pozo caracterizada por lo siguiente (...)” (Pág. 15, Radicado No. 16-051487-0003-0000).

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

Características Esenciales	D1	D2
Un método para fracturar una formación calcárea o silíceo que contiene hidrocarburos penetrada por un pozo caracterizada por lo siguiente	Un método de tratamiento de una formación subterránea, que comprende (Reivindicación 1).	La composición también puede ser utilizada para la eliminación selectiva de los geles de polímero reticulado de una zona petrolífera en

Oficio N° 3093

Ref. Expediente N° 16051487

(a) bombear en el pozo a una presión suficiente (...) un fluido de tratamiento de pozo, el fluido de tratamiento de pozo comprende:	Proporcionar un fluido, que comprende el tratamiento (Reivindicación 1).	una formación subterránea (Resumen).
(i) un polímero viscosificante reticulable	Para proporcionar la viscosidad deseada, agentes gelificantes poliméricos comúnmente se añaden a los fluidos de tratamiento para formar fluidos de tratamiento viscoso (Párr. 0006).	No lo menciona
(ii) un agente de reticulación inorgánico	El agente de reticulación en los fluidos de tratamiento de la presente invención puede comprender un ion de metal que es capaz de reticular al menos dos moléculas del polímero reticulable (Párr. 0023).	El agente de reticulación es preferiblemente una molécula o complejo que contiene un catión de metal de transición reactiva. agentes de reticulación de ejemplo son compuestos o complejos que contienen acetato de cromo, cloruro de cromo, compuestos de aluminio, compuestos de circonio, compuestos de hierro y similares (Col. 1, líneas 51 a 56).
(iii) un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, una carboximetil inulina, poliacrilatos sulfonados así como las mezclas de los mismos	No lo menciona	Una solución acuosa que contiene de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 25 por ciento en peso de una composición de un agente quelante seleccionado de grupo que consiste en copolímero sulfonado de ácido poliacrílico y sulfonato de polivinilo y de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 8,0 por ciento en peso de un ácido carboxílico amino que contiene de 1 a 5 grupos carboxilo y que contiene de 2 a aproximadamente 6 átomos de carbono y sales de los mismos (Reivindicación 2).
(iv) un agente de sostén	En ciertas realizaciones, puede ser deseable que el fluido de tratamiento se espuma a, entre otras cosas, reducir la cantidad de líquido que se requiere, por ejemplo, en agua formaciones subterráneas sensibles, para reducir la pérdida de fluido a la formación subterránea, mejorar el flujo de vuelta de los fluidos, y / u ofrecer una suspensión de agente de sostén mejorada (Párr. 0018).	No lo menciona

Oficio N° 3093

Ref. Expediente N° 16051487

(b) formar un fluido gelificado a partir del fluido de tratamiento de pozo del paso (a)	Proporcionar un fluido, que comprende el tratamiento: un fluido de base acuosa y un producto de reacción de un agente gelificante que comprende un copolímero o sal del mismo que comprende N-[tris (hidroximetil) metil] acrilamida, ácido 2-acrilamido-2-metilpropanosulfónico o una sal del mismo, y acrilamida; y un agente de reticulación (Reivindicación 1).	La presente invención comprende además un método para aumentar selectivamente la permeabilidad de una zona petrolífera en una formación subterránea penetrada de una superficie por un pozo de sondeo y que contiene al menos una zona de aceite del cojinete y al menos una zona de soporte de agua que ha sido tratada por inyección de un polímero acuoso y un agente de reticulación para posicionar un gel de polímero reticulado en la zona petrolífera (Col. 2, líneas 53 a 60).
(c) transportar el inhibidor de escamas de óxido en el fluido gelificado es una zona específica dentro de la formación; y	La introducción del fluido de tratamiento en una formación subterránea a una presión suficiente para crear o mejorar al menos una fractura dentro de la formación subterránea (Párr. 0010).	No lo menciona

El documento D1 se considera el estado de la técnica cercano a la invención definida en la reivindicación 23 porque divulga un método para tratar una formación subterránea, que comprende: proporcionar un fluido, que comprende el tratamiento: un fluido de base acuosa y un producto de reacción de un agente gelificante que comprende un copolímero o sal del mismo que comprende N- [tris (hidroximetil) metil] acrilamida, 2-acrilamido-2-metilpropanosulfónico o una sal del mismo, y acrilamida; y un agente de reticulación; y la introducción del fluido de tratamiento en una formación subterránea (Resumen).

La diferencia entre la invención definida en la reivindicación 23 y el método divulgado en D1 consiste en que este último no menciona un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados así como las mezclas de los mismos

El efecto que se logra por el hecho de incluir un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados es que permite ser utilizados en los fluidos de tratamiento de pozos que contienen un polímero viscosificante y un agente de enlazamiento cruzado sin afectar la estabilidad del fluido gelificado.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿Cómo modificar el método conocido en D1 con el fin de tener un fluido de tratamiento de pozo que contenga un polímero viscosificante y un agente de enlazamiento cruzado sin afectar la estabilidad del fluido gelificado?”.

Sin embargo, la implementación de un fluido de tratamiento que es bombeado a un pozo que incluya un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que

Oficio N° 3093

Ref. Expediente N° 16051487

consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados con el fin de no afectar la estabilidad del fluido gelificado, ya era conocido en el estado de la técnica, por cuanto el documento D2 menciona que una solución acuosa que contiene de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 25 por ciento en peso de una composición de un agente quelante seleccionado de grupo que consiste en copolímero sulfonado de ácido poliacrílico y sulfonato de polivinilo y de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 8,0 por ciento en peso de un ácido carboxílico amino que contiene de 1 a 5 grupos carboxilo y que contiene de 2 a aproximadamente 6 átomos de carbono y sales de los mismos (Reivindicación 2), asimismo, enseña que para romper un gel de polímero reticulado en una formación subterránea penetrada por un pozo mediante la inyección de una solución acuosa que contiene de aproximadamente 0,01 a aproximadamente 25% de la solución acuosa de un agente quelante seleccionado del grupo que consiste en ácidos fosfónicos o ácidos sulfónicos y derivados mantiene la solución acuosa en contacto con el gel de polímero reticulado por un tiempo suficiente para que el agente quelante rompa al menos una parte importante de la gel de polímero reticulado (Col. 2, líneas 41 a 52).

En consecuencia, la persona del oficio normalmente versada en la materia estaría motivada en incluir un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados según lo divulgado en el documento D2, en el método descrito por D1, para llegar así al objeto de la reivindicación 23 de la solicitud. Por lo cual se considera obvia.

7. Conclusión

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

Ítem	Documento	Reivindicaciones afectadas	Requisito que afecta
D1	US 2011/0067875	1, 2, 7 a 23	Nivel Inventivo
D2	US 6,265,355	1, 3 a 6,19,22 y 23	Nivel Inventivo

8. Respuesta a los argumentos de la solicitante

En cuanto a la claridad del capítulo reivindicatorio, la solicitante manifiesta que restringir las expresiones objetadas como generales, limitaría indebidamente el alcance de la invención, ya que podría eludirse fácilmente mediante el uso de elementos no recitados específicamente. Al respecto, esta Oficina señala que los términos generales abarcan muchas posibilidades en el campo técnico, si bien, la persona técnica comprende estos términos podría seleccionar una infinidad de posibilidades, haciendo imprecisa la invención. Por ejemplo, el técnico versado en la materia tendría la opción de seleccionar infinitos tipos de “*polímero viscosificante*” o “*agente de enlazamiento cruzado*” conocidos en el campo técnico para llevar a cabo la invención, no obstante, no tendría la certeza si con cada uno de ellos, lograría resolver el problema técnico que se plantea en esta invención.

Con relación a las características funcionales y a los resultados a alcanzar, tal como se manifestó anteriormente aún persisten dichas objeciones en el pliego reivindicatorio, por cuanto, las expresiones objetadas no le pueden brindar novedad ni nivel inventivo a la invención, puesto que son la consecuencia del proceso que se está reclamando, dichos expresiones no deben ser necesarios para definir y entender la invención, dado

Oficio N° 3093

Ref. Expediente N° 16051487

que si se limitan correctamente y específicamente las características técnicas esenciales, no sería necesario incluir dichas expresiones en las reclamaciones.

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

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

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

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

Atentamente,



JOSÉ LUIS SALAZAR LÓPEZ
DIRECTOR DE NUEVAS CREACIONES (C)

Elaborado: NELCY LORENA MONTES VANEGAS
Revisado: ALBA ROCÍO LEMUS QUIROGA
Aprobado: JOSÉ LUIS SALAZAR LÓPEZ