

RECURSO DE REPOSICIÓN CONTRA LA RESOLUCIÓN NO. 89895 DEL 27 DE DICIEMBRE DE 2013 DESFIJADO EL EDICTO EL 31 DE ENERO DE 2014.

Señores

Superintendencia de Industria y Comercio

Dirección de Nuevas Creaciones

E. S. D.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 11-142080- -00007-0000

Fecha: 2014-02-07 15:25:59 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 412 REPOSPRESRECU Folios: 24

Ref: Expediente No. 11-142080

**Solicitud de registro de patente de invención denominada
“MÉTODO PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE
FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON BASE DE ACEITE A
ALTAS TEMPERATURAS”**

Solicitante: HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.

Luz Helena Adarve Gómez, identificada como aparece al pie de mi firma, y obrando en mi condición de apoderada de **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**, domiciliada en PO Box 1431, Duncan, Oklahoma, Estados Unidos de América, atentamente manifiesto a usted que interpongo recurso de reposición contra la Resolución **No. 89895**, dictada por el señor Superintendente de Industria y Comercio, mediante la cual se niega la patentabilidad de la totalidad de las reivindicaciones de la solicitud de patente de la referencia.

Pretensiones del Recurso Presentado:

Revocar la decisión contenida en la Resolución impugnada y conceder el privilegio de patente solicitado para las reivindicaciones de la presente invención, toda vez que **las mismas cumplen con los requisitos de claridad, novedad, nivel inventivo y aplicación industrial** que exige la normativa Andina en materia de patentes.

Fundamentos del Recurso Presentado:

A continuación me permito fundamentar el recurso en el siguiente hecho:

- (1) Mediante Resolución **No. 89895**, se niega la patentabilidad de la presente invención basándose en la alegada falta de nivel inventivo de las reivindicaciones.

En vista de lo que establece la Resolución Impugnada, se puede apreciar que a pesar de las modificaciones y de los argumentos presentados oportunamente como respuesta a los requerimientos anteriores, no se le ha dado la suficiente importancia a los argumentos técnicos presentados por el solicitante que demuestran en forma adecuada que las reivindicaciones 1 a 18 de la presente invención sí cumplen cabalmente con las exigencias contenidas a lo largo de la Decisión 486, y que también demuestran que la materia objeto de dichas reivindicaciones 1 a 18, no solo resulta clara y precisa, sino que además, resulta patentable, toda vez que cumple con los requisitos de novedad y nivel inventivo.

En vista de lo anterior, mediante el presente escrito se pretende subrayar y enfocar la atención de ese Despacho a algunos hechos que resultan de particular importancia para demostrar que la materia objeto denegada, **cumple** con las exigencias técnicas y legales para gozar del privilegio de patente solicitado. Por lo tanto, a continuación me permito sustentar desde el punto de vista técnico y legal los aportes realizados por los agentes tensoactivos viscoelásticos y métodos para la elaboración y uso de los mismos de la presente invención que la hacen novedosa, inventiva y con aplicación industrial.

- (2) Ese Despacho afirma en la resolución impugnada que: *“El documento D1 es considerado el estado de la técnica más cercano a la invención definida en la reivindicación 1, toda vez que divulga un método para aumentar la producción de hidrocarburos desde un pozo de producción en una formación que contiene hidrocarburos (Pág. 1, resumen).*

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 1 y el documento D1, es que en este último no se menciona que la formación incluye temperaturas en la escala desde 275 °F (135 °C) hasta 450 °F (232 °C).

El efecto que logra el incluir que la formación incluye temperaturas en la escala desde 275 °F (135 °C) hasta 450 °F (232 °C) es que reduce la viscosidad del crudo recuperado facilitando su bombeo.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: ¿Cómo modificar el método conocido en D1 para que la formación incluya temperaturas en las cuales se reduzca la viscosidad del crudo?

Sin embargo, una persona normalmente versada en la materia con el saber general de la técnica ("La experimentación con la inyección de vapor en la década de 1960 demostró el potencial de los métodos de recuperación térmica. El crudo de Kern River responde muy bien al calor: la viscosidad de 12.000 cp [12 Pa-s] a la temperatura de formación de 90 °F [32 °C] se reduce en un factor de 600 a 20 cp [0,02 Pa-s] a una temperatura de inyección continua de vapor de 260 °F [128 °C](...)y que el sistema de monitoreo del movimiento del vapor (...) ha sido usado en pozos de bombeo a temperaturas de hasta 249 °C [480 °F]. ") y con una serie de conocimientos específicos de la invención, estaría motivada a elevar la temperatura de la formación hasta un rango entre de 260 °F [128 °C] y 480 °F [249 °C] a través de la inyección de vapor como se da a conocer en la anterioridad D1, para disminuir la viscosidad del crudo y facilitar la extracción de petróleo crudo, tal como se encuentra reclamado en la reivindicación 1 de la solicitud, motivo por el cual se considera obvia.

Por lo demás, como quiera que las reivindicaciones dependientes 2 a 19 no mencionan características inventivas adicionales, tampoco pueden ser consideradas inventivas.

De la revisión del procedimiento acá adelantado se advierte que si bien en un comienzo se objetó la solicitud de patente por falta de novedad y no de nivel inventivo. Se debe mencionar que el cambio fue motivado

por la respuesta del solicitante y esto no quiere necesariamente significar que se ha eliminado o desconocido el derecho de defensa del solicitante o el debido proceso, como quiera que la razón determinante de la variación de la calificación del requisito incumplido fue motivada por la respuesta de la solicitante, y se advierte además en este caso que esta Oficina tuvo en cuenta al negar por nivel inventivo el antecedente D1 previamente trasladado en el artículo 45.

Dicho de otra manera, si el solicitante modifica su solicitud, tras la comunicación de un examen de patentabilidad, probablemente el resultado de un nuevo examen puede no ser el mismo, lo que no implica desconocimiento del debido proceso si los documentos base de la negación o decisión final son los mismos de las notificaciones anteriores (artículo 45) y a los cuales ha tenido acceso el solicitante y oportunidad de controvertir.

Es oportuno aclarar que, contrario a lo afirmado por la solicitante, el documento D1 si sugiere la elevación de la temperatura de la formación, así: "Davis, en la Patente de US N° 4.828.031, se ofrece un método para la recuperación de aceite de formaciones subterráneas, en el que se inyecta un disolvente en la formación, (...) También se sugiere que el método puede ser complementado por la inyección de (...) vapor en la formación" (Pág. 1, Párr. 6) y también se divulga que "Después de la saturación, los núcleos se calentaron a las temperaturas de ensayo con el confinamiento y presiones requeridas" (Pág. 8, Párr. 70). De esta manera queda desvirtuado lo indicado por el solicitante ya que se sugiere en el estado del arte el calentamiento a alta temperatura de la formación para la extracción de petróleo."

Respecto al Nivel Inventivo

Por esta razón y con el fin de demostrar el nivel inventivo de la presente invención, se reenfoca el capítulo reivindicatorio como fue aceptado por la Oficina de Patentes y Marcas de los Estados Unidos de América (USPTO), en donde se dirigen todas las reivindicaciones para describir tres métodos y se presentan los siguientes argumentos que demuestran

y comprueban que la invención de la referencia sí posee nivel inventivo sobre el documento D1 citado por el Examinador en la resolución impugnada (US 2007/0039732).

Para empezar, se le desea hacer notar amablemente al Examinador que a diferencia de la presente invención, D1 no está dirigido a operaciones de perforación y no emplea fluidos de perforación. D1 dirige su invención a operaciones de producción y mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos desde una formación en una operación de recuperación mejorada para recuperar más hidrocarburos de la formación subterránea después de que la formación ha empezado a producir agua y menos hidrocarburos. A diferencia de esta solicitud, D1 no está perforando pozos, si no que inyecta fluidos en una formación subterránea, por medio de la inyección de fluidos a un pozo de inyección que **ya ha sido perforado**, redirigiendo el flujo de agua hacia adentro de la formación con los fluidos inyectados, y produciendo los fluidos y más hidrocarburos de otro pozo de producción que **ya ha sido perforado** (D1, párrafos 0010-15 y Resumen). En otras palabras, D1 anuncia en el párrafo 19 que: "La presente invención está dirigida a métodos de tratamiento de pozos útil para redirigir agua en una formación subterránea y mejorar el perfil de inyección del pozo e incrementar la producción de hidrocarburos del pozo".

Además, los fluidos de D1 que son inyectados a los pozos que ya han sido perforados no son fluidos de perforación en base de aceite. Los fluidos de D1 son "composiciones de tratamiento acuosas que contienen una o más moléculas de modificación de permeabilidad" (D1, párrafo 0020, énfasis añadido). Cuando D1 se refiere a una carbodiimida en el párrafo 0058, éste enseña que la "carbodiimida es un agente de entrecruzamiento para uso en **composiciones de tratamiento acuosas** para redirigir agua de la formación y mejorar la recuperación de hidrocarburos de las formaciones subterráneas" (D1, párrafos 0058-59, énfasis añadido). D1, emplea carbodiimidas como agentes de entrecruzamiento para hacer de modificadores de permeabilidad para el mejoramiento del flujo de aceite a través de la formación y hacia afuera

del pozo de producción para obtener una mejora en la recuperación de hidrocarburos de la formación.

En contraste, la presente invención usa el término de “recuperación” con respecto a hidrocarburos en el preámbulo de la reivindicación independiente 1 para explicar la razón última o propósito final de un pozo de perforación dentro de una formación subterránea. Sin embargo, esta invención está dirigida a perforar pozos dentro de una formación subterránea. Por esta razón y para evitar confusiones, se ha eliminado el fragmento siguiente de la reivindicación 1 “para la recuperación de hidrocarburos”.

Una persona versada en la materia sabe que los fluidos de perforación no son inyectados en la formación como tal, o producidos con una base de aceite, como en el caso de D1. Por el contrario, los fluidos de perforación sirven las funciones enunciadas en la memoria descriptiva de la presente invención, específicamente en el párrafo 0002, de la siguiente manera:

“Un fluido o lodo de perforación es un fluido especialmente diseñado que circula a través de un orificio de pozo conforme está siendo perforado, para facilitar la operación de perforación. Las varias funciones de un fluido de perforación incluyen retirar todos los escombros de la perforación desde el orificio de pozo, enfriar y lubricar a la broca de perforación, ayudar a sostener al tubo y a la broca de perforación; y proporcionar una presión hidrostática para conservar la integridad de las paredes del orificio de pozo y evitar explosiones en el mismo. Los sistemas de fluido específico de perforación están seleccionados para mejorar una operación de perforación de acuerdo con las características de una formación geológica particular.” (Énfasis añadido)

Circular un fluido de perforación a través de un pozo en una operación de perforación es muy diferente a inyectar un fluido en una formación subterránea para el mejoramiento de la producción de crudo que

proviene de esa formación. El método de perforación del solicitante no podría ser implementado en la operación de producción de D1 y la operación de producción no puede ser implementada en el método de perforación del solicitante.

Con respecto al siguiente fragmento de D1:

“Davis, en la Patente de US N° 4.828.031, se ofrece un método para la recuperación de aceite de formaciones subterráneas, en el que se inyecta un disolvente en la formación, (...) También se sugiere que el método puede ser complementado por la inyección de (...) vapor en la formación” (Pág. 1, Párr. 6) y “Después de la saturación, los núcleos se calentaron a las temperaturas de ensayo con el confinamiento y presiones requeridas (Pág. 8, Párr. 70).”

El documento citado por D1, también pretende la recuperación de hidrocarburos de formaciones subterráneas, más no facilitar el proceso de perforación de la formación subterránea.

Por otro lado, una persona versada en la materia, no podría deducir a partir de “Después de la saturación, los núcleos se calentaron a las temperaturas de ensayo con el confinamiento y presiones requeridas (Pág. 8, Párr. 70)” que el rango de temperatura en la que debe encontrarse la formación subterránea está entre los 135°C y los 232°C como es ilustrado en las reivindicaciones independientes 1 y 14 de la presente invención.

Además, D1 nunca explica o sugiere que los fluidos acuosos de los que se habla en este documento son estables a altas temperaturas, como lo es explícitamente dicho en la presente solicitud. El solicitante provee datos que soportan las reivindicaciones independientes y evidencia del estado del arte que exponen que los fluidos de perforación a base de emulsiones invertidas tienden a perder efectividad a temperaturas altas (párrafos 0006, 0021-27, Figuras 1 a 4). El efecto técnico y propósito de

las altas temperaturas que propone el inventor de la presente solicitud poseen nivel inventivo sobre el estado del arte y una persona versada en la materia no puede deducir simplemente del documento D1, el rango de temperaturas de la formación subterránea que se propone.

Finalmente, aunque los fluidos de la presente invención y de D1 pueden contener carbodiimida, el fluido de perforación con una base aceitosa del solicitante es muy diferente e inventivo del fluido de tratamiento acuoso de D1. Asimismo, el método de perforación del pozo usando un fluido de perforación con una base aceitosa, propuesto por HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., es muy diferente e inventivo de la técnica para mejorar la producción de hidrocarburos de una formación usando la inyección de un fluido de tratamiento acuoso en la formación a través de un pozo inyector y producido de la formación con hidrocarburos de un pozo de producción.

En vista de lo presentado anteriormente, se puede concluir que el documento D1 no da a conocer de manera evidente las características técnicas esenciales reveladas por la presente solicitud, y por ende la misma posee claridad, novedad y nivel inventivo sobre el estado de la técnica presentado por el Examinador en la resolución en referencia. En consecuencia, no deben serle negados los derechos de patentabilidad a la presente invención.

Conclusión

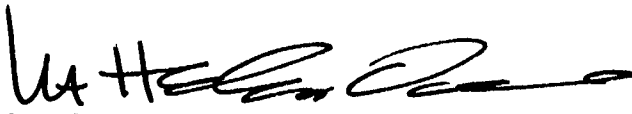
En consecuencia, atentamente me permito solicitar a ese Despacho, se sirva **tener en cuenta los argumentos aquí expuestos** y con base en ellos, revocar la decisión contenida en la Resolución impugnada No. **89895** para llevar nuevamente a cabo el estudio de patentabilidad de la presente solicitud y conceder el privilegio de patente solicitado para el nuevo receptor de las reivindicaciones 1 a 18 de la presente invención, toda vez que **ya se ha demostrado que la misma cumple con los**

requisitos de claridad, novedad, nivel inventivo y aplicación industrial que exige la normativa Andina en materia de patentes.

Anexos

- Capítulo reivindicatorio modificado, en donde se han llevado a cabo las modificaciones mencionadas anteriormente.
- Capítulo reivindicatorio como fue aceptado por la Oficina de Patentes y Marcas de Estados Unidos de América.
- Copia simple del documento Notice of Allowance emitido por la Oficina de Patentes y Marcas de Estados Unidos de América con respecto a la fase nacional de esta solicitud en ese país.
- Recibo No. 14-0013912 por concepto de la modificación hecha al capítulo reivindicatorio.

Atentamente,



Luz Helena Adarve Gómez
C.C. 41.575.435 de Bogotá
T. P. 14.884 del CSJ

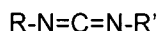
NPV
f. p-609

Nuevo Capítulo Reivindicatorio con Marcas de Corrección

1. Un método para perforar un orificio de sondeo en una formación subterránea ~~para la recuperación de hidrocarburos~~, el cual comprende las etapas de proporcionar un fluido de perforación con base de aceite que contiene una carbodiimida; perforar el orificio de sondeo en la formación subterránea; y en donde la perforación en la formación subterránea incluye temperaturas en la escala desde 275°F (135°C) hasta 450°F (232°C).

2. Un método, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual el lodo de perforación comprende una emulsión invertida basada en éster.

3. Un método, de acuerdo con la reivindicación 1 o 2, en la cual la carbodiimida tiene la fórmula:



en la cual R y R' son iguales o diferentes y están seleccionados a partir del grupo que consiste en grupos aromáticos y grupos alquilo, grupos alquenoilo y grupos alquinoilo de cadena recta o ramificada.

4. Un método, de acuerdo con la reivindicación 3, en el cual R tiene átomos de carbono C₁ a C₃₀.

5. Un método, de acuerdo con la reivindicación 3, en el cual R' tiene átomos de carbono C₁ a C₃₀.

6. Un método, de acuerdo con la reivindicación 1 anterior, en el cual la carbodiimida es un polímero.

~~7. Un método, de acuerdo con cualesquiera reivindicaciones anteriores, en el cual la carbodiimida es monomérica.~~

87. Un método, de acuerdo con cualesquiera reivindicaciones anteriores, el cual incluye el paso de inhibir la hidrólisis a través de la carbodiimida.

98. Un método, de acuerdo con cualesquiera reivindicaciones anteriores, en el cual la carbodiimida tiene un peso molecular en la escala de 500-10.000 gramos/mol.

109. Un método, de acuerdo con cualesquiera reivindicaciones anteriores, en el cual el fluido de perforación comprende un aditivo que contiene un éster.

110. Un método, de acuerdo con la reivindicación 109, en el cual el aditivo es un emulsionador.

121. Un método, de acuerdo con cualesquiera reivindicaciones anteriores, en el cual el lodo de perforación comprende un aditivo que contiene una amida.

132. Un método, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual el lodo de perforación contiene agua.

~~14. Un fluido de perforación para perforar un orificio de sondeo en una formación subterránea que tiene una temperatura en el rango de 275°F (135°C) hasta 450°F (232°C), el cual comprende:~~

~~una base continua oleosa que es desde el 50% hasta el 95% en volumen líquido del fluido;~~

~~una fase interna;~~

~~un emulsionador;~~

~~un agente para el control de la filtración;~~

~~un agente para aumentar la densidad; y~~

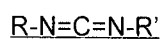
~~un estabilizador que consiste de una carbodiimida, en donde la carbodiimida está presente en una cantidad de 5 lb/bbl.~~

13. Un método para mejorar la estabilidad de fluidos de perforación de emulsión invertida con base de éster para perforar un pozo en una formación subterránea que posee hidrocarburos, el método comprende los siguientes pasos:

Proporcionar una carbodiimida al fluido; y

Reducir la hidrólisis del éster en el fluido con la carbodiimida durante la perforación del pozo en la formación subterránea, en donde la formación subterránea incluye una temperatura de perforación en un rango entre los 275°F (135°C) a los 450°F (232°C).

1514. Un fluido de perforación, El método de acuerdo con cualesquiera la reivindicaciones 14 a 1813, en el cual la carbodiimida tiene la fórmula:



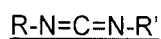
en la cual R y R' son iguales o deferentes y están seleccionados a partir del grupo que consiste en grupos aromáticos y grupos alquilo, grupos alquenilo y grupos alquinilo de cadena recta o ramificada.

15. Un método para perforar un pozo en una formación subterránea que comprende los pasos de perforar el pozo en la formación subterránea con un fluido de perforación con base de aceite, en donde el fluido de perforación comprende una carbodiimida; y

el paso de circular el fluido de perforación en el pozo durante el perforamiento.

16. Un fluido de perforación, El método de acuerdo con la reivindicación 1415, en donde el fluido de perforación con base de aceite en el cual la fase continua comprende una emulsión invertida con base éster.

17. El método de la reivindicación 15, en el cual la carbodiimida tiene la fórmula:



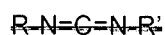
en la cual R y R' son iguales o deferentes y están seleccionados a partir del grupo que consiste en grupos aromáticos y grupos alquilo, grupos alquenilo y grupos alquinilo de cadena recta o ramificada.

16. — Un fluido de perforación, de acuerdo con la reivindicación 14 o 15, en el cual el emulsionador comprende un éster o una amida.

17. — Un fluido de perforación, de acuerdo con la reivindicación 14, 15 o 16, en el cual el agente para controlar la filtración comprende un éster o una amida.

18. Un fluido de perforación, de acuerdo con la reivindicación 14, 15, 16 o 17, en el cual la carbodiimida es una policarbodiimida que tiene un peso molecular en la escala de 500 a 10.000 g/mol.

19. Un fluido de perforación, de acuerdo con cualesquiera reivindicaciones 14 a 18, en el cual la carbodiimida tiene la fórmula:



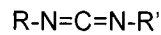
en la cual R y R' son iguales o deferentes y están seleccionados a partir del grupo que consiste en grupos aromáticos y grupos alquilo, grupos alquenilo y grupos alquinilo de cadena recta o ramificada.

Nuevo Capítulo Reivindicatorio

1. Un método para perforar un orificio de sondeo en una formación subterránea, el cual comprende las etapas de proporcionar un fluido de perforación con base de aceite que contiene una carbodiimida; perforar el orificio de sondeo en la formación subterránea; y en donde la perforación en la formación subterránea incluye temperaturas en la escala desde 275°F (135°C) hasta 450°F (232°C).

2. Un método, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual el lodo de perforación comprende una emulsión invertida basada en éster.

3. Un método, de acuerdo con la reivindicación 1 o 2, en la cual la carbodiimida tiene la fórmula:



en la cual R y R' son iguales o diferentes y están seleccionados a partir del grupo que consiste en grupos aromáticos y grupos alquilo, grupos alquenoilo y grupos alquinoilo de cadena recta o ramificada.

4. Un método, de acuerdo con la reivindicación 3, en el cual R tiene átomos de carbono C₁ a C₃₀.

5. Un método, de acuerdo con la reivindicación 3, en el cual R' tiene átomos de carbono C₁ a C₃₀.

6. Un método, de acuerdo con la reivindicación 1 anterior, en el cual la carbodiimida es un polímero.

7. Un método, de acuerdo con cualesquiera reivindicaciones anteriores, el cual incluye el paso de inhibir la hidrólisis a través de la carbodiimida.

8. Un método, de acuerdo con cualesquiera reivindicaciones anteriores, en el cual la carbodiimida tiene un peso molecular en la escala de 500-10.000 gramos/mol.

9. Un método, de acuerdo con cualesquiera reivindicaciones anteriores, en el cual el fluido de perforación comprende un aditivo que contiene un éster.

10. Un método, de acuerdo con la reivindicación 9, en el cual el aditivo es un emulsionador.

11. Un método, de acuerdo con cualesquiera reivindicaciones anteriores, en el cual el lodo de perforación comprende un aditivo que contiene una amida.

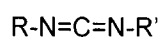
12. Un método, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual el lodo de perforación contiene agua.

13. Un método para mejorar la estabilidad de fluidos de perforación de emulsión invertida con base de éster para perforar un pozo en una formación subterránea que posee hidrocarburos, el método comprende los siguientes pasos:

Proporcionar una carbodiimida al fluido; y

Reducir la hidrólisis del éster en el fluido con la carbodiimida durante la perforación del pozo en la formación subterránea, en donde la formación subterránea incluye una temperatura de perforación en un rango entre los 275°F (135°C) a los 450°F (232°C).

14. El método de la reivindicación 13, en el cual la carbodiimida tiene la fórmula:



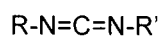
en la cual R y R' son iguales o diferentes y están seleccionados a partir del grupo que consiste en grupos aromáticos y grupos alquilo, grupos alqueno y grupos alquino de cadena recta o ramificada.

15. Un método para perforar un pozo en una formación subterránea que comprende los pasos de perforar el pozo en la formación subterránea con un fluido de perforación con base de aceite, en donde el fluido de perforación comprende una carbodiimida; y

el paso de circular el fluido de perforación en el pozo durante el perforamiento.

16. El método de la reivindicación 15, en donde el fluido de perforación con base de aceite comprende una emulsión invertida con base éster.

17. El método de la reivindicación 15, en el cual la carbodiimida tiene la fórmula:



en la cual R y R' son iguales o diferentes y están seleccionados a partir del grupo que consiste en grupos aromáticos y grupos alquilo, grupos alqueno y grupos alquino de cadena recta o ramificada.

18. Un fluido de perforación, de acuerdo con la reivindicación 14, 15, 16 o 17, en el cual la carbodiimida es una policarbodiimida que tiene un peso molecular en la escala de 500 a 10.000 g/mol.

USPTO PATENT FULL-TEXT AND IMAGE DATABASE

[Home](#)

[Quick](#)

[Advanced](#)

[Pat Num](#)

[Help](#)

[Bottom](#)

[View Cart](#)

[Add to Cart](#)

[Images](#)

(1 of 1)

United States Patent
Deville

8,062,997
November 22, 2011

Method for enhancing stability of oil based drilling fluids at high temperatures

Abstract

Methods for enhancing the stability of ester based drilling fluids for drilling, running casing in, and/or cementing a borehole in a subterranean formation are disclosed, as well as improved ester based drilling fluids for use at high temperatures. The advantages of the invention are realized by inhibiting hydrolysis of the esters in the drilling fluid by adding a monomeric or polymeric carbodiimide hydrolysis inhibitor to the drilling fluid.

Inventors: Deville; Jay Paul (Spring, TX)
Assignee: Halliburton Energy Services Inc. (Ducan, OK)
Family ID: 42244230
Appl. No.: 12/386,944
Filed: April 24, 2009

Prior Publication Data

<u>Document Identifier</u>	<u>Publication Date</u>
US 20100273684 A1	Oct 28, 2010

Current U.S. Class: 507/129 ; 507/138; 507/139
Current CPC Class: C09K 8/34 (20130101); C09K 8/36 (20130101)
Current International Class: C09K 8/12 (20060101)

References Cited [Referenced By]

U.S. Patent Documents		
<u>7262152</u>	August 2007	Monfreux-Gaillard et al.
<u>2005/0126785</u>	June 2005	Todd
<u>2006/0065396</u>	March 2006	Dawson et al.
<u>2006/0175059</u>	August 2006	Sinclair et al.

2007/0039732

February 2007

Dawson et al.

Primary Examiner: Figueroa; John J*Attorney, Agent or Firm:* Roddy; Craig W. Tripp; Karen B.

Claims

What is claimed is:

1. A method for drilling a borehole in a subterranean formation, comprising the steps of: providing or using an oil-based drilling fluid comprising a carbodiimide; and drilling the borehole in the subterranean formation, employing the drilling fluid in the drilling, wherein the carbodiimide enhances the stability of the drilling fluid during drilling of the borehole, wherein the drilling in the subterranean formation includes drilling at temperatures in the range of about 275.degree. F. to about 450.degree. F.
2. The method of claim 1 wherein the drilling fluid comprises an ester based invert emulsion.
3. The method of claim 1 wherein the carbodiimide has the formula: ##STR00002## where R and R' are the same or different and are selected from the group consisting of aromatic groups and straight chain, branched, and cyclic alkyl groups, alkenyl groups, and alkynyl groups.
4. The method of claim 3 wherein R has C.sub.1 to C.sub.30 carbon atoms.
5. The method of claim 3 wherein R' has C.sub.1 to C.sub.30 carbon atoms.
6. The method of claim 1 wherein the carbodiimide is a polymer.
7. The method of claim 1 wherein the carbodiimide is a hydrolysis inhibitor.
8. The method of claim 1 wherein the carbodiimide has a molecular weight in the range of about 500-10,000 g/mol.
9. The method of claim 1 wherein the drilling fluid comprises an additive comprising an ester.
10. The method of claim 9 wherein the additive is an emulsifier.
11. The method of claim 1 wherein the drilling fluid comprises an additive comprising an amide.
12. The method of claim 1 wherein the drilling fluid comprises water.
13. A method for enhancing the stability of an ester-based invert emulsion drilling fluid for drilling a borehole in a hydrocarbon bearing subterranean formation, the method comprising employing a carbodiimide in the fluid and reducing hydrolysis of the ester in the fluid with the carbodiimide during the drilling of the borehole in the subterranean

formation, wherein the drilling in the subterranean formation includes drilling at temperatures in the range of about 275.degree. F. to about 450.degree. F., and wherein the carbodiimide enhances the stability of the drilling fluid during the drilling of the borehole.

14. The method of claim 13 wherein the carbodiimide has the formula: ##STR00003## where R and R' are the same or different and are selected from the group consisting of aromatic groups and straight chain, branched, and cyclic alkyl groups, alkenyl groups, and alkynyl groups.

15. A method for drilling a borehole in a subterranean formation comprising drilling the borehole in the subterranean formation with an oil based drilling fluid wherein the drilling fluid comprises a carbodiimide and the drilling fluid is circulated in the borehole during the drilling.

16. The method of claim 15 wherein the oil based drilling fluid comprises an ester-based invert emulsion.

17. The method of claim 15 wherein the carbodiimide has the formula: ##STR00004## where R and R' are the same or different and are selected from the group consisting of aromatic groups and straight chain, branched, and cyclic alkyl groups, alkenyl groups, and alkynyl groups.

18. The method of claim 15 wherein the carbodiimide has a molecular weight in the range of about 500-10,000 g/mol.



UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE

UNITED STATES DEPARTMENT OF COMMERCE
United States Patent and Trademark Office
Address: COMMISSIONER FOR PATENTS
P.O. Box 1450
Alexandria, Virginia 22313-1450
www.uspto.gov

NOTICE OF ALLOWANCE AND FEE(S) DUE

28857 7590 09/22/2011
CRAIG W. RODDY
HALLIBURTON ENERGY SERVICES
P.O. BOX 1431
DUNCAN, OK 73536-0440

EXAMINER

FIGUEROA, JOHN J

ART UNIT

PAPER NUMBER

1765

DATE MAILED: 09/22/2011

APPLICATION NO.	FILING DATE	FIRST NAMED INVENTOR	ATTORNEY DOCKET NO.	CONFIRMATION NO.
-----------------	-------------	----------------------	---------------------	------------------

12/386,944

04/24/2009

Jay Paul Deville

HALB:063

5592

TITLE OF INVENTION: METHOD FOR ENHANCING STABILITY OF OIL BASED DRILLING FLUIDS AT HIGH TEMPERATURES

APPLN. TYPE	SMALL ENTITY	ISSUE FEE DUE	PUBLICATION FEE DUE	PREV. PAID ISSUE FEE	TOTAL FEE(S) DUE	DATE DUE
nonprovisional	NO	\$1510	\$300	\$0	\$1810	12/22/2011

THE APPLICATION IDENTIFIED ABOVE HAS BEEN EXAMINED AND IS ALLOWED FOR ISSUANCE AS A PATENT. PROSECUTION ON THE MERITS IS CLOSED. THIS NOTICE OF ALLOWANCE IS NOT A GRANT OF PATENT RIGHTS. THIS APPLICATION IS SUBJECT TO WITHDRAWAL FROM ISSUE AT THE INITIATIVE OF THE OFFICE OR UPON PETITION BY THE APPLICANT. SEE 37 CFR 1.313 AND MPEP 1308.

THE ISSUE FEE AND PUBLICATION FEE (IF REQUIRED) MUST BE PAID WITHIN THREE MONTHS FROM THE MAILING DATE OF THIS NOTICE OR THIS APPLICATION SHALL BE REGARDED AS ABANDONED. THIS STATUTORY PERIOD CANNOT BE EXTENDED. SEE 35 U.S.C. 151. THE ISSUE FEE DUE INDICATED ABOVE DOES NOT REFLECT A CREDIT FOR ANY PREVIOUSLY PAID ISSUE FEE IN THIS APPLICATION. IF AN ISSUE FEE HAS PREVIOUSLY BEEN PAID IN THIS APPLICATION (AS SHOWN ABOVE), THE RETURN OF PART B OF THIS FORM WILL BE CONSIDERED A REQUEST TO REAPPLY THE PREVIOUSLY PAID ISSUE FEE TOWARD THE ISSUE FEE NOW DUE.

HOW TO REPLY TO THIS NOTICE:

I. Review the SMALL ENTITY status shown above.

If the SMALL ENTITY is shown as YES, verify your current SMALL ENTITY status:

A. If the status is the same, pay the TOTAL FEE(S) DUE shown above.

B. If the status above is to be removed, check box 5b on Part B - Fee(s) Transmittal and pay the PUBLICATION FEE (if required) and twice the amount of the ISSUE FEE shown above, or

If the SMALL ENTITY is shown as NO:

A. Pay TOTAL FEE(S) DUE shown above, or

B. If applicant claimed SMALL ENTITY status before, or is now claiming SMALL ENTITY status, check box 5a on Part B - Fee(s) Transmittal and pay the PUBLICATION FEE (if required) and 1/2 the ISSUE FEE shown above.

II. PART B - FEE(S) TRANSMITTAL, or its equivalent, must be completed and returned to the United States Patent and Trademark Office (USPTO) with your ISSUE FEE and PUBLICATION FEE (if required). If you are charging the fee(s) to your deposit account, section "4b" of Part B - Fee(s) Transmittal should be completed and an extra copy of the form should be submitted. If an equivalent of Part B is filed, a request to reapply a previously paid issue fee must be clearly made, and delays in processing may occur due to the difficulty in recognizing the paper as an equivalent of Part B.

III. All communications regarding this application must give the application number. Please direct all communications prior to issuance to Mail Stop ISSUE FEE unless advised to the contrary.

IMPORTANT REMINDER: Utility patents issuing on applications filed on or after Dec. 12, 1980 may require payment of maintenance fees. It is patentee's responsibility to ensure timely payment of maintenance fees when due.

PART B - FEE(S) TRANSMITTAL

Complete and send this form, together with applicable fee(s), to: **Mail** Mail Stop ISSUE FEE
Commissioner for Patents
P.O. Box 1450
Alexandria, Virginia 22313-1450
or Fax (571)-273-2885

INSTRUCTIONS: This form should be used for transmitting the ISSUE FEE and PUBLICATION FEE (if required). Blocks 1 through 5 should be completed where appropriate. All further correspondence including the Patent, advance orders and notification of maintenance fees will be mailed to the current correspondence address as indicated unless corrected below or directed otherwise in Block 1, by (a) specifying a new correspondence address; and/or (b) indicating a separate "FEE ADDRESS" for maintenance fee notifications.

CURRENT CORRESPONDENCE ADDRESS (Note: Use Block 1 for any change of address)

Note: A certificate of mailing can only be used for domestic mailings of the Fee(s) Transmittal. This certificate cannot be used for any other accompanying papers. Each additional paper, such as an assignment or formal drawing, must have its own certificate of mailing or transmission.

28857 7590 09/22/2011
CRAIG W. RODDY
HALLIBURTON ENERGY SERVICES
P.O. BOX 1431
DUNCAN, OK 73536-0440

Certificate of Mailing or Transmission

I hereby certify that this Fee(s) Transmittal is being deposited with the United States Postal Service with sufficient postage for first class mail in an envelope addressed to the Mail Stop ISSUE FEE address above, or being facsimile transmitted to the USPTO (571) 273-2885, on the date indicated below.

(Depositor's name)
(Signature)
(Date)

APPLICATION NO.	FILING DATE	FIRST NAMED INVENTOR	ATTORNEY DOCKET NO.	CONFIRMATION NO.
12/386,944	04/24/2009	Jay Paul Deville	HALB:063	5592

TITLE OF INVENTION: METHOD FOR ENHANCING STABILITY OF OIL BASED DRILLING FLUIDS AT HIGH TEMPERATURES

APPLN. TYPE	SMALL ENTITY	ISSUE FEE DUE	PUBLICATION FEE DUE	PREV. PAID ISSUE FEE	TOTAL FEE(S) DUE	DATE DUE
nonprovisional	NO	\$1510	\$300	\$0	\$1810	12/22/2011

EXAMINER	ART UNIT	CLASS-SUBCLASS
FIGUEROA, JOHN J	1765	507-129000

1. Change of correspondence address or indication of "Fee Address" (37 CFR 1.363).

- ☐ Change of correspondence address (or Change of Correspondence Address form PTO/SB/122) attached.
- ☐ "Fee Address" indication (or "Fee Address" Indication form PTO/SB/47; Rev 03-02 or more recent) attached. Use of a **Customer Number** is required.

2. For printing on the patent front page, list

- (1) the names of up to 3 registered patent attorneys or agents OR, alternatively,
- (2) the name of a single firm (having as a member a registered attorney or agent) and the names of up to 2 registered patent attorneys or agents. If no name is listed, no name will be printed.

1 _____

2 _____

3 _____

3. ASSIGNEE NAME AND RESIDENCE DATA TO BE PRINTED ON THE PATENT (print or type)

PLEASE NOTE: Unless an assignee is identified below, no assignee data will appear on the patent. If an assignee is identified below, the document has been filed for recordation as set forth in 37 CFR 3.11. Completion of this form is NOT a substitute for filing an assignment.

(A) NAME OF ASSIGNEE

(B) RESIDENCE: (CITY and STATE OR COUNTRY)

Please check the appropriate assignee category or categories (will not be printed on the patent): ☐ Individual ☐ Corporation or other private group entity ☐ Government

4a. The following fee(s) are submitted:

- ☐ Issue Fee
- ☐ Publication Fee (No small entity discount permitted)
- ☐ Advance Order - # of Copies _____

4b. Payment of Fee(s): (Please first reapply any previously paid issue fee shown above)

- ☐ A check is enclosed.
- ☐ Payment by credit card. Form PTO-2038 is attached.
- ☐ The Director is hereby authorized to charge the required fee(s), any deficiency, or credit any overpayment, to Deposit Account Number _____ (enclose an extra copy of this form).

5. Change in Entity Status (from status indicated above)

- ☐ a. Applicant claims SMALL ENTITY status. See 37 CFR 1.27.
- ☐ b. Applicant is no longer claiming SMALL ENTITY status. See 37 CFR 1.27(g)(2).

NOTE: The Issue Fee and Publication Fee (if required) will not be accepted from anyone other than the applicant; a registered attorney or agent; or the assignee or other party in interest as shown by the records of the United States Patent and Trademark Office.

Authorized Signature _____

Date _____

Typed or printed name _____

Registration No. _____

This collection of information is required by 37 CFR 1.311. The information is required to obtain or retain a benefit by the public which is to file (and by the USPTO to process) an application. Confidentiality is governed by 35 U.S.C. 122 and 37 CFR 1.14. This collection is estimated to take 12 minutes to complete, including gathering, preparing, and submitting the completed application form to the USPTO. Time will vary depending upon the individual case. Any comments on the amount of time you require to complete this form and/or suggestions for reducing this burden, should be sent to the Chief Information Officer, U.S. Patent and Trademark Office, U.S. Department of Commerce, P.O. Box 1450, Alexandria, Virginia 22313-1450. DO NOT SEND FEES OR COMPLETED FORMS TO THIS ADDRESS. SEND TO: Commissioner for Patents, P.O. Box 1450, Alexandria, Virginia 22313-1450.

Under the Paperwork Reduction Act of 1995, no persons are required to respond to a collection of information unless it displays a valid OMB control number.



UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE

19
UNITED STATES DEPARTMENT OF COMMERCE
United States Patent and Trademark Office
Address: COMMISSIONER FOR PATENTS
P.O. Box 1450
Alexandria, Virginia 22313-1450
www.uspto.gov

APPLICATION NO.	FILING DATE	FIRST NAMED INVENTOR	ATTORNEY DOCKET NO.	CONFIRMATION NO.
12/386,944	04/24/2009	Jay Paul Deville	HALB:063	5592

28857 7590 09/22/2011
CRAIG W. RODDY
HALLIBURTON ENERGY SERVICES
P.O. BOX 1431
DUNCAN, OK 73536-0440

EXAMINER

FIGUEROA, JOHN J

ART UNIT	PAPER NUMBER
----------	--------------

1765

DATE MAILED: 09/22/2011

Determination of Patent Term Adjustment under 35 U.S.C. 154 (b)

(application filed on or after May 29, 2000)

The Patent Term Adjustment to date is 33 day(s). If the issue fee is paid on the date that is three months after the mailing date of this notice and the patent issues on the Tuesday before the date that is 28 weeks (six and a half months) after the mailing date of this notice, the Patent Term Adjustment will be 33 day(s).

If a Continued Prosecution Application (CPA) was filed in the above-identified application, the filing date that determines Patent Term Adjustment is the filing date of the most recent CPA.

Applicant will be able to obtain more detailed information by accessing the Patent Application Information Retrieval (PAIR) WEB site (<http://pair.uspto.gov>).

Any questions regarding the Patent Term Extension or Adjustment determination should be directed to the Office of Patent Legal Administration at (571)-272-7702. Questions relating to issue and publication fee payments should be directed to the Customer Service Center of the Office of Patent Publication at 1-(888)-786-0101 or (571)-272-4200.

Privacy Act Statement

The Privacy Act of 1974 (P.L. 93-579) requires that you be given certain information in connection with your submission of the attached form related to a patent application or patent. Accordingly, pursuant to the requirements of the Act, please be advised that: (1) the general authority for the collection of this information is 35 U.S.C. 2(b)(2); (2) furnishing of the information solicited is voluntary; and (3) the principal purpose for which the information is used by the U.S. Patent and Trademark Office is to process and/or examine your submission related to a patent application or patent. If you do not furnish the requested information, the U.S. Patent and Trademark Office may not be able to process and/or examine your submission, which may result in termination of proceedings or abandonment of the application or expiration of the patent.

The information provided by you in this form will be subject to the following routine uses:

1. The information on this form will be treated confidentially to the extent allowed under the Freedom of Information Act (5 U.S.C. 552) and the Privacy Act (5 U.S.C. 552a). Records from this system of records may be disclosed to the Department of Justice to determine whether disclosure of these records is required by the Freedom of Information Act.
2. A record from this system of records may be disclosed, as a routine use, in the course of presenting evidence to a court, magistrate, or administrative tribunal, including disclosures to opposing counsel in the course of settlement negotiations.
3. A record in this system of records may be disclosed, as a routine use, to a Member of Congress submitting a request involving an individual, to whom the record pertains, when the individual has requested assistance from the Member with respect to the subject matter of the record.
4. A record in this system of records may be disclosed, as a routine use, to a contractor of the Agency having need for the information in order to perform a contract. Recipients of information shall be required to comply with the requirements of the Privacy Act of 1974, as amended, pursuant to 5 U.S.C. 552a(m).
5. A record related to an International Application filed under the Patent Cooperation Treaty in this system of records may be disclosed, as a routine use, to the International Bureau of the World Intellectual Property Organization, pursuant to the Patent Cooperation Treaty.
6. A record in this system of records may be disclosed, as a routine use, to another federal agency for purposes of National Security review (35 U.S.C. 181) and for review pursuant to the Atomic Energy Act (42 U.S.C. 218(c)).
7. A record from this system of records may be disclosed, as a routine use, to the Administrator, General Services, or his/her designee, during an inspection of records conducted by GSA as part of that agency's responsibility to recommend improvements in records management practices and programs, under authority of 44 U.S.C. 2904 and 2906. Such disclosure shall be made in accordance with the GSA regulations governing inspection of records for this purpose, and any other relevant (i.e., GSA or Commerce) directive. Such disclosure shall not be used to make determinations about individuals.
8. A record from this system of records may be disclosed, as a routine use, to the public after either publication of the application pursuant to 35 U.S.C. 122(b) or issuance of a patent pursuant to 35 U.S.C. 151. Further, a record may be disclosed, subject to the limitations of 37 CFR 1.14, as a routine use, to the public if the record was filed in an application which became abandoned or in which the proceedings were terminated and which application is referenced by either a published application, an application open to public inspection or an issued patent.
9. A record from this system of records may be disclosed, as a routine use, to a Federal, State, or local law enforcement agency, if the USPTO becomes aware of a violation or potential violation of law or regulation.

Notice of Allowability	Application No.	Applicant(s)	
	12/386,944	DEVILLE, JAY PAUL	
	Examiner	Art Unit	
	JOHN J. FIGUEROA	1765	

-- The MAILING DATE of this communication appears on the cover sheet with the correspondence address--

All claims being allowable, PROSECUTION ON THE MERITS IS (OR REMAINS) CLOSED in this application. If not included herewith (or previously mailed), a Notice of Allowance (PTOL-85) or other appropriate communication will be mailed in due course. **THIS NOTICE OF ALLOWABILITY IS NOT A GRANT OF PATENT RIGHTS.** This application is subject to withdrawal from issue at the initiative of the Office or upon petition by the applicant. See 37 CFR 1.313 and MPEP 1308.

1. ☒ This communication is responsive to Applicant's Amendment filed July 8, 2011 and Interview of September 9, 2011.
2. ☐ An election was made by the applicant in response to a restriction requirement set forth during the interview on ____; the restriction requirement and election have been incorporated into this action.
3. ☒ The allowed claim(s) is/are 1, 3-7, 9-14, 21 and 23-27.
4. ☐ Acknowledgment is made of a claim for foreign priority under 35 U.S.C. § 119(a)-(d) or (f).
 - a) ☐ All b) ☐ Some* c) ☐ None of the:
 1. ☐ Certified copies of the priority documents have been received.
 2. ☐ Certified copies of the priority documents have been received in Application No. ____.
 3. ☐ Copies of the certified copies of the priority documents have been received in this national stage application from the International Bureau (PCT Rule 17.2(a)).

* Certified copies not received: ____.

Applicant has THREE MONTHS FROM THE "MAILING DATE" of this communication to file a reply complying with the requirements noted below. Failure to timely comply will result in ABANDONMENT of this application.

THIS THREE-MONTH PERIOD IS NOT EXTENDABLE.

5. ☐ A SUBSTITUTE OATH OR DECLARATION must be submitted. Note the attached EXAMINER'S AMENDMENT or NOTICE OF INFORMAL PATENT APPLICATION (PTO-152) which gives reason(s) why the oath or declaration is deficient.
 6. ☐ CORRECTED DRAWINGS (as "replacement sheets") must be submitted.
 - (a) ☐ including changes required by the Notice of Draftsperson's Patent Drawing Review (PTO-948) attached
 - 1) ☐ hereto or 2) ☐ to Paper No./Mail Date ____.
 - (b) ☐ including changes required by the attached Examiner's Amendment / Comment or in the Office action of Paper No./Mail Date ____.
- Identifying indicia such as the application number (see 37 CFR 1.84(c)) should be written on the drawings in the front (not the back) of each sheet. Replacement sheet(s) should be labeled as such in the header according to 37 CFR 1.121(d).**
7. ☐ DEPOSIT OF and/or INFORMATION about the deposit of BIOLOGICAL MATERIAL must be submitted. Note the attached Examiner's comment regarding REQUIREMENT FOR THE DEPOSIT OF BIOLOGICAL MATERIAL.

Attachment(s)

- | | |
|--|--|
| 1. ☐ Notice of References Cited (PTO-892) | 5. ☐ Notice of Informal Patent Application |
| 2. ☐ Notice of Draftsperson's Patent Drawing Review (PTO-948) | 6. ☒ Interview Summary (PTO-413),
Paper No./Mail Date <u>September 9, 2011.</u> |
| 3. ☐ Information Disclosure Statements (PTO/SB/08),
Paper No./Mail Date ____ | 7. ☒ Examiner's Amendment/Comment |
| 4. ☐ Examiner's Comment Regarding Requirement for Deposit
of Biological Material | 8. ☐ Examiner's Statement of Reasons for Allowance |
| | 9. ☐ Other ____. |

EXAMINER'S AMENDMENT

1. An examiner's amendment to the record appears below. Should the changes and/or additions be unacceptable to applicant, an amendment may be filed as provided by 37 CFR 1.312. To ensure consideration of such an amendment, it MUST be submitted no later than the payment of the issue fee.

Authorization for this examiner's amendment was given in a telephone interview with Karen B. Tripp on September 9, 2011.

The current listing of claims in this application (7/8/2011) has been amended as follows:

Claim 1, line 7, please replace the term "borehole." with the phrase -- borehole, wherein the drilling in the subterranean formation includes drilling at temperatures in the range of about 275°F to about 450°F. --.

Claim 21, line 4, please replace the term "the drilling." with the phrase -- the drilling of the borehole in the subterranean formation, wherein the drilling in the subterranean formation includes drilling at temperatures in the range of about 275°F to about 450°F, and wherein the carbodiimide enhances the stability of the drilling fluid during the drilling of the borehole. --.

Kindly cancel claims 2 and 22, without prejudice.

Conclusion

2. Any inquiry concerning this communication or earlier communications from the examiner should be directed to JOHN J. FIGUEROA whose telephone number is (571)272-8916. The examiner can normally be reached on Monday-Thursday 8:00-6:00pm.

If attempts to reach the examiner by telephone are unsuccessful, the examiner's supervisor, James Seidleck can be reached on (571) 272-1078. The fax phone number for the organization where this application or proceeding is assigned is 571-273-8300.

Information regarding the status of an application may be obtained from the Patent Application Information Retrieval (PAIR) system. Status information for published applications may be obtained from either Private PAIR or Public PAIR. Status information for unpublished applications is available through Private PAIR only. For more information about the PAIR system, see <http://pair-direct.uspto.gov>. Should you have questions on access to the Private PAIR system, contact the Electronic Business Center (EBC) at 866-217-9197 (toll-free). If you would like assistance from a USPTO Customer Service Representative or access to the automated information system, call 800-786-9199 (IN USA OR CANADA) or 571-272-1000.

/JOHN J FIGUEROA/
Primary Examiner, Art Unit 1765

JJF/JJS
September 10, 2011

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800.176.089-2

- / -

24

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 14 - 0013912 Bogotá D.C., Febrero 06 de 2014 - 12:17:38
--	-----------------------	---

RECIBIDO DE : CARDENAS & CARDENAS ABOGADOS PI LTDA

NI 830.083.491

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	210818716	06/02/2014	3.629.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNIDITARIO	Vr. CONCEPTO
1	50005-01-03 CAMBIO DE MODALIDAD Y MODIFICACIONES	NO CREACION CORRECCION A SOLICITUD EN TRAMITE / MODIFICA	128.000.00	128.000.00
				\$128.000.00

SON: **CIENTO VEINTIOCHO MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 11-142080- -00007-0000

Fecha: 2014-02-07 15:25:59

Tra. 11 PATENTEIYII

Act. 412 REPOSPRESRECU

Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Eve: 378 FASENACIONALI
Folios: 24




Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia

Web: www.slc.gov.co e-mail: info@slc.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240

Febrero 6 de 2014 - 12:17:38