

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO	
RAD: 11-169750- -5	FECHA: 2013-12-27 18:00:56
DEP: 2020 DIRECCION DE NUEVAS CREACIONES	EVE: 1 REGISTRO/DEPOSITO/CONCESION/DEPOSITO
TRA: 2 PATENTES DE INVENCION	FOLIOS: 11
ACT: 519 PRESENTACION	

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES

2020
Bogotá, D.C.,

Abogado(a)/Señor(a)
JUAN PABLO CADENA SARMIENTO

Asunto: Radicación: 11-169750- -5
 Trámite: 2
 Evento: 1
 Actuación: 519
 Oficio: 23852
 Folios: 11

Patente de Invención	X			Patente de Modelo de Utilidad	
Vía Nacional	X				
Vía PCT (Fase Nacional)		Capítulo I		Capítulo II	
No. Solicitud Internacional					
Fecha de Presentación Internacional					

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

1. Documentos estudiados

Descripción:	Rad. N° 11-169750-00002	24/abril/2012
Reivindicaciones:	Rad. N° 11-169750-00002	24/abril/2012
Dibujos:	Rad. N° 11-169750-00000	09/diciembre/2011
Prioridad:	US 12/973,022	20/diciembre/2010

2. Análisis de la Prioridad

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

3. Objeto de la invención

De acuerdo con lo establecido en el numeral 1.2.2.2 del Capítulo Primero del Título X de la Circular Única para efectos del examen de patentabilidad, se tendrá en cuenta la tasa pagada por el solicitante al momento de comenzar el examen para las reivindicaciones adicionales; esto es que cuando la solicitud contenga más de diez (10) reivindicaciones y no se haya pagado la tasa complementaria, sólo se estudiarán las cubiertas por la tasa pagada. Por lo tanto se estudiarán las reivindicaciones 1 a 18.

Título de la solicitud: “Formulación y método de uso para estimulación de pozos de petróleo pesado y extra pesado” (Pág. 1, radicado N° 11-169750-00000).

El problema planteado en esta solicitud consiste en la necesidad de mejoramiento en los índices de producción de pozos de petróleo pesado y extra pesado, particularmente aquellos que contienen asfáltenos y otros hidrocarburos que llevan a ambientes de flujo humedecidos con petróleo.

Para resolver este problema técnico, la solicitud en estudio proporciona una formulación o fluido de estimulación y un método de utilizar la formulación para mejorar la productividad del pozo en esquemas de producción en frío y también en pozos de producción que emplean métodos térmicos.

El objeto de la presente solicitud se relaciona con la Clasificación Internacional de Patentes (CIP): C09K 8/04 // 022 // 035, E21B 43/22.

4. De la solicitud de patente

Titulo

El título no corresponde con la materia de la solicitud porque hace referencia a una formulación y a un método de uso para estimulación de pozos pero esta materia no coincide con el preámbulo de la reivindicaciones, que se refiere a método para alterar las condiciones de flujo en un medio poroso que contiene hidrocarburos. Se sugiere hacer las modificaciones a que haya lugar.

Reivindicaciones (Art 30 D 486, Art 22 PCT)

Durante el examen se encontraron las siguientes faltas de claridad:

- Las reivindicaciones 1 y 16 tienen por objeto un método, sin embargo la secuencia de etapas técnicas se limitan a suministrar una serie de operaciones generales sin reivindicar sus condiciones técnicas tales como temperaturas, flujos, presiones, tiempo, etc., las cuales hacen el método diferente del estado de la técnica, por lo anterior estas reivindicaciones no son claras.
- Las reivindicaciones 1, 6, 7, 9 y 16 presentan como características técnicas esenciales términos generales, tales como: “*un surfactante*”, “*un co-surfactante*”, “*un fluido portador de arrastre*”, “*en la presencia de agua*”, “*un período de tiempo suficiente*”, “*surfactantes catiónicos*”, “*surfactantes no iónicos*”, “*surfactantes anfotéricos*”, “*un co-surfactante de alcohol*”, “*disolventes orgánicos*”, “*hidrocarburos livianos*”, “*diluyentes*” y “*petróleo crudo liviano*”, los cuales sugieren de forma imprecisa que la protección se extiende a otras posibles variaciones o modificaciones, se sugiere realizar las correcciones respectivas utilizando términos que describan de forma menos general.

- En las reivindicaciones 1, 12 y 16 los términos: “suficiente”, “sustancialmente”, “disminuye”, “por debajo” y “cantidad deseada”, 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 1, 2 y 16 se refieren a “para formar una película de agua en las superficies del medio poroso”, “la película de agua se forma sobre las superficies y los hidrocarburos adheridos a las superficies”, “producir hidrocarburos a través de las superficies recubiertas con una película de agua de la formulación”, corresponden a efectos esperados, los cuales no se consideran características técnicas de la invención.
- Las reivindicaciones 17 y 18, no se encuentran sustentadas en la descripción porque en las mismas se está reivindicando un medio poroso que tiene superficies porosas, en donde el hidrocarburo se adhiere a las superficies porosas, de tal manera se están reivindicando las superficies de pozos con estas características.

Descripción (Art 28 D 486)

- En la figura 1, no aparecen la unidades del eje “y - Promedio del petróleo”, y el eje “x”, que se refiere a Tiempo (años), presenta es una escala de fechas en años.
- En la figura A no aparecen identificadas las líneas A y B a las que se hace referencia en la descripción de la misma (Pág. 9, Párr. 34).
- Las figuras 3 a 5 no son legibles.

5. Determinación del Estado de la Técnica

El estado de la técnica se determinó con base en fecha de presentación de la solicitud de prioridad: diciembre 20 de 2010, y se encontraron los siguientes documentos que anticipan el objeto de esta solicitud:

Ítem	Documento	Título	Fecha de Publicación*
D1	US 2009/0008091	“Single Phase Microemulsions and In Situ Microemulsions for Cleaning Formation Damage”	08/Enero/2009
D2	Módulo de enseñanza	“Asfáltenos: composición, agregación, precipitación”	2006

El documento D1¹ divulga microemulsiones monofásicos (SPMEs) y microemulsiones formadas in situ que pueden ser usadas para limpiar y remover materiales no polares de las zonas de producción de yacimientos de pozos de petróleo y gas. Esta limpieza se produce por solubilización del material no polar en la microemulsión cuando el fluido de tratamiento entra en contacto con material no polar. Una microemulsión se puede formar in situ cuando uno o más agentes tensioactivos y una fase polar (por ejemplo, agua o salmuera), y eventualmente una pequeña cantidad de fase orgánica, entra en contacto con la formación de depósito y solubiliza el material no polar encontrado en los medios porosos. Las microemulsiones son eficaces para eliminar el daño causado por la formación de materiales no polares que incluyen, pero no se limitan necesariamente a lodos base aceite, lodo base sintética, parafinas, asfáltenos, emulsiones y combinaciones de los mismos. (Resumen).

¹ <https://docs.google.com/viewer?url=patentimages.storage.googleapis.com/pdfs/US20090008091.pdf>

El documento D1² divulga los la composición, estados de agregación y deposición de asfáltenos, al igual que su comportamiento reológico de soluciones y la influencia de los asfáltenos en la estabilidad de las emulsiones de agua en crudo. (Tabla de contenido).

6. Examen de Patentabilidad (Art 14 D486)

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

Novedad (Art 16 D486)

La reivindicación 1 consiste *“Un método para alterar las condiciones de flujo en un medio poroso que contiene hidrocarburos, método que incluye los pasos de:”* (Ver página 16 del radicado N° 11-169750-00002-0000).

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

Características esenciales	D1
Un método para alterar las condiciones de flujo en un medio poroso que contiene hidrocarburos, método que incluye los pasos de:	Un método de eliminación de al menos una porción de material no polar a partir de un yacimiento subterráneo que contiene material no polar, comprendiendo el método: (Pág. 7, reivindicación 1).
preparar una mezcla de un surfactante, un co-surfactante y un fluido portador de arrastre;	bombear un fluido de limpieza en el depósito subterráneo para poner en contacto el fluido de limpieza con el material no polar, en el que el fluido de limpieza comprende componentes seleccionados del grupo que consiste de: una microemulsión de fase única (SPME), que comprende:
transportar la mezcla al medio poroso; y	al menos un tensioactivo; al menos un fluido no polar; y al menos un fluido polar; y (Pág. 7, reivindicación 1). Las microemulsiones pueden ser microemulsiones de fase individuales (SPMEs) formadas antes de bombeo al depósito subterráneo (Pág. 2, Párr. 22).
mantener la mezcla en el medio poroso en la presencia de agua durante un período de tiempo suficiente para formar una película de agua en las superficies del medio poroso.	el fluido con la SPME pre-formada se bombea en la formación o yacimiento subterráneo y se permite que por difusión, los materiales no polares presentes absorban la mezcla. (Pág. 2, Párr. 23).

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

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

2 Asfáltenos: composición, agregación, precipitación. José Gregorio Delgado. Laboratorio de formulación, interfaces, reología y procesos. Universidad de los Andes. Mérida – Venezuela. Versión 2006. <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369A.pdf>

- Reivindicación 2: El daño en una formación implica la alteración indeseable de las características iniciales de una formación productora, por lo general por la exposición a los fluidos de perforación. Las partículas de agua o sólidos en los fluidos de perforación, o ambos, tienden a disminuir el volumen de poro y la permeabilidad efectiva de la formación productora en la región cercana al pozo. Es posible que haya al menos tres mecanismos posibles para generar dicho daño. En primer lugar, las partículas sólidas del fluido de perforación se pueden conectar físicamente a través de trayectorias de flujo en la formación porosa. En segundo lugar, ciertos minerales de arcilla cuando entran en contacto con agua, normalmente se hinchan, lo que aumenta en volumen y, a su vez disminuye el volumen de los poros. En tercer lugar, las reacciones químicas entre el fluido de perforación y la formación de roca y los fluidos pueden precipitar sólidos o semisólidos que se conectan los espacios de poros. (Pág. 1, Párr. 3)
- Reivindicación 3: Las formaciones subterráneas de yacimientos sufren daños causados por materiales no polares, tales como, lodo a base de aceite, lodo base sintética, parafinas, asfáltenos, emulsiones, y combinaciones de los mismos. Las lavas son fluidos con viscosidades extremadamente altas formadas bajo condición dinámica. (Pág. 2, Párr. 22).
- Reivindicaciones 4 y 5: 10 ml de un petróleo crudo pesado (10° API), fue puesto en una botella. (Pág. 7, Párr. 68, Ej. 1).
- Reivindicación 6: Los tensioactivos adecuados incluyen, pero no se limitan necesariamente a no iónicos, aniónicos, catiónicos y anfóteros y en particular, mezclas de los mismos. (Pág. 4, Párr. 37 y Pág. 8, reivindicación 2).
- Reivindicaciones 7 y 8: En muchos casos, se pueden mezclar surfactantes y frecuentemente se mezcla un surfactante y un co-surfactante, en el cual el co-surfactante es una sustancia anfifílica corta tal como un alcohol entre los ejemplos se pueden citar: propanol, butanol, pentanol en sus diferentes estructuras de isomerización. así como glicoles, y alcoholes o fenoles etoxilados y propoxilados. Los alcoholes también se observan en la presente memoria como sustancias de polaridad intermedia, es decir, intermedia entre las sustancias no polares tales como aceites y sustancias polares como el agua. (Pág. 2, Párr. 25).
- Reivindicación 9: La emulsión contiene un líquido no polar, que puede incluir un fluido sintético incluyendo, pero no necesariamente limitado a, los fluidos de éster; parafinas y olefinas isomerizadas. Sin embargo, los aceites diésel y minerales tales como también se pueden utilizar como un líquido no polar en la preparación de los sistemas de fluidos de la presente memoria. Otros líquidos no polares adecuados incluyen, pero no se limitan necesariamente a, limoneno, pineno y otros terpenos, xileno, disolventes mutuos, y similares. (Pág. 4, Párr. 40).

La reivindicación 16 consiste *“Un método para producir hidrocarburos de una formación productora de hidrocarburos subterránea, método que incluye los pasos de:”* (Ver página 17 del radicado N° 11-169750-00002-0000).

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

Características esenciales	D1
Un método para producir hidrocarburos de una formación productora de hidrocarburos subterránea, método que incluye los pasos de:	Un método de eliminación de al menos una porción de material no polar a partir de un yacimiento subterráneo que contiene material no polar, comprendiendo el método: (Pág. 7, reivindicación 1).
(a) preparar una mezcla de un surfactante, un co-surfactante y un fluido portador de arrastre;	bombear un fluido de limpieza en el depósito subterráneo para poner en contacto el fluido de limpieza con el material no polar, en el que el fluido de limpieza comprende componentes seleccionados del grupo que consiste de:
(b) transportar la mezcla al medio poroso;	una microemulsión de fase única (SPME), que comprende: al menos un tensioactivo; al menos un fluido no polar; y al menos un fluido polar; y (Pág. 7, reivindicación 1). Las microemulsiones pueden ser microemulsiones de fase individuales (SPMEs) formadas antes de bombeo al depósito subterráneo (Pág. 2, Párr. 22).
(c) mantener la mezcla en el medio poroso en la presencia de agua durante un período de tiempo suficiente para formar una película de agua en las superficies del medio poroso;	el fluido con la SPME pre-formada se bombea en la formación o yacimiento subterráneo y se permite que por difusión, los materiales no polares presentes absorban la mezcla. (Pág. 2, Párr. 23).
(d) producir hidrocarburos a través de las superficies recubiertas con una película de agua de la formulación;	El efecto neto de tal tratamiento mejorará las tasas de producción de pozos. (Pág. 3, Párr. 29).
(e) monitorear el flujo durante el paso de producción; y	
(f) cuando el flujo disminuye por debajo de una cantidad deseada, repetir los pasos (a) - (e).	En general, por supuesto, es deseable eliminar la mayor cantidad de los materiales no polares, contaminantes y otras partículas como sea posible. Uno de los objetivos de los métodos y composiciones de esta invención es eliminar el material no polar y partículas de aceite en húmedo para obtener un alto porcentaje de inyección de agua o mayor porcentaje de producción de petróleo y gas (por ejemplo mayor al 50%) en comparación con la producción que se espera en el caso donde no se usa en absoluto microemulsión. (Pág. 3, Párr. 31).

De acuerdo con la tabla anterior, las características esenciales de la composición de la reivindicación 16 habían sido divulgadas previamente en el documento D1, por lo tanto, la materia reivindicada no es nueva.

La reivindicación 17 consiste “Un medio poroso que tiene superficies porosas y que contiene hidrocarburos pesado...” (Ver página 18 del radicado N° 11-169750-00002-0000).

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

Características esenciales	D2
Un medio poroso que tiene superficies porosas y que contiene hidrocarburo pesado, en donde el hidrocarburo se adhiere a las superficies porosas y en donde una película de agua se adhiere a las superficies porosas y el hidrocarburo	Cuando el área por molécula es reducida, las moléculas se acercan unas a otras y comienzan a interactuar, creando una fase líquida expandida (región 2). Si aumenta la compresión, las cadenas alifáticas presentes en las moléculas de asfáltenos se orientan paralelamente una respecto a la otra, dando origen a una fase líquida condensada (región 3). Si el área por molécula se reduce aún más, hasta alcanzar el área crítica (Ac), se produce un pliegue en la monocapa (región 4) que probablemente origina una nueva fase tridimensional. (Pág. 31, Fig. 31).

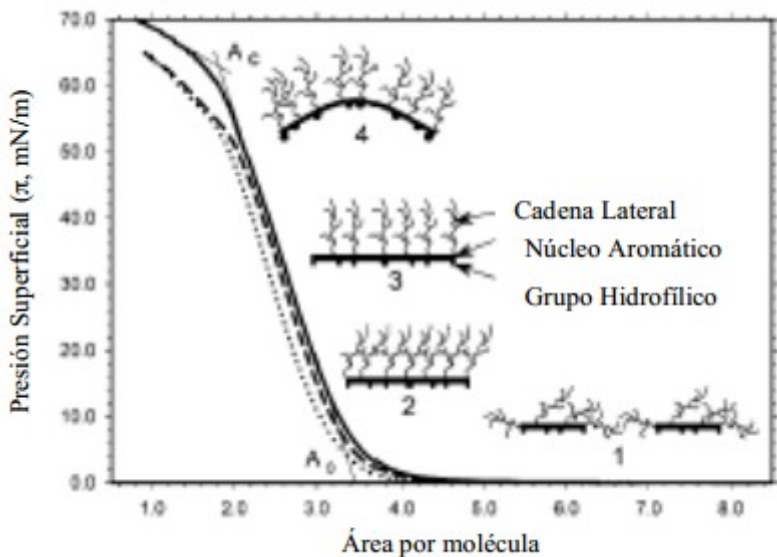


Fig. 31

De acuerdo con la tabla anterior, las características esenciales del medio poroso de la reivindicación 17 habían sido divulgadas previamente en el documento D2, por lo tanto, la materia reivindicada no es nueva.

De igual manera el documento D2 divulga las características de la reivindicación 18 así:

- Reivindicación 18: En la figura 31, se observa la formación de una capa conformada por el grupo hidrófilo (agua), el núcleo aromático (hidrocarburo).

Nivel inventivo (Art18 D486)

La reivindicación 11 consiste en “El método de la reivindicación 1, en donde el surfactante es un alcohol graso etoxilado ...” (Ver página 17 del radicado N° 11-169750-00002-0000).

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

R*	Características esenciales	D1
1	Un método para alterar las condiciones de flujo en un medio poroso que contiene hidrocarburos, método que incluye los pasos de:	Un método de eliminación de al menos una porción de material no polar a partir de un yacimiento subterráneo que contiene material no polar, comprendiendo el método: (Pág. 7, reivindicación 1).
	preparar una mezcla de un surfactante, un co-surfactante y un fluido portador de arrastre;	bombear un fluido de limpieza en el depósito subterráneo para poner en contacto el fluido de limpieza con el material no polar, en el que el fluido de limpieza comprende componentes seleccionados del grupo que consiste de:
	transportar la mezcla al medio poroso; y	una microemulsión de fase única (SPME), que comprende: al menos un tensioactivo; al menos un fluido no polar; y al menos un fluido polar; y (Pág. 7, reivindicación 1). Las microemulsiones pueden ser microemulsiones de fase individuales (SPMEs) formadas antes de bombeo al depósito subterráneo (Pág. 2, Párr. 22).
	mantener la mezcla en el medio poroso en la presencia de agua durante un período de tiempo suficiente para formar una película de agua en las superficies del medio poroso.	el fluido con la SPME pre-formada se bombea en la formación o yacimiento subterráneo y se permite que por difusión, los materiales no polares presentes absorban la mezcla. (Pág. 2, Párr. 23).
11	El método donde el surfactante es un alcohol graso etoxilado que tiene entre 4 y 60 grupos etoxilados, y en donde el co-surfactante es metanol y/o etanol.	No mencionado

El documento D1 se considera el estado de la técnica cercano a la invención definida en la reivindicación 11 porque divulga microemulsiones monofásicos (SPMEs) y microemulsiones formadas in situ que pueden ser usadas para limpiar y remover materiales no polares de las zonas de producción de yacimientos de pozos de petróleo y gas. (Resumen).

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 11 y el método de D1 consiste en que este no hace referencia al uso de alcoholes grasos etoxilados como surfactantes.

El efecto que se logra al usar dentro del proceso surfactantes de la familia de los alcoholes grasos etoxilados, es aumentar la capacidad de estabilización de la emulsión empleada como medio para modificar las condiciones de flujo en un pozo, haciendo el proceso más eficiente.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿Cómo modificar el método conocido en D1 para conseguir una emulsión más estable para modificar las condiciones de flujo de un pozo, de tal manera que dicho método se haga más eficiente?”.

Sin embargo, una persona medianamente versada en la materia conoce que dentro de la familia surfactantes se encuentran los alcoholes etoxilados los cuales se usan como

emulsificantes o/w y w/o y que normalmente, se usan mezclas de varios de ellos, ya que esto aumenta su capacidad para estabilizar las emulsiones. (“Subfamilia Alcoholes Etoxilados” ⁽³⁾) y que por transformación con 10 a 30 moles de óxido de etileno, los productos de partida tales como alcoholes grasos, pierden su carácter hidrófobo y se transforman en productos de gran aplicación industrial, cuya hidrofilia es función del número de unidades de óxido de etileno que contiene. Los productos de etoxilación han encontrado empleo como sustancias tensoactivas no iónicas, con poca formación de espuma, como detergentes y humectantes, así como emulgentes y dispersantes (“Polietoxilados” Pág. 149 ⁽⁴⁾). Y además, de acuerdo con lo señalado en el documento D1, en relación con que los tensioactivos no iónicos adecuados incluyen, pero no se limitan a, poliglicósidos de alquilo, ésteres de sorbitán, ésteres de poliglicol, ésteres de metil glucósido o alcoholes etoxilados. (Pág. 4, Párr. 37), y que el co-surfactante es una sustancia anfi-fílica corta tal como un alcohol entre los ejemplos se pueden citar: propanol, butanol, pentanol. (Pág. 2, Párr. 25) entonces un técnico medianamente versado en la materia, estaría motivado a emplear alcoholes etoxilados con distintos grados de etoxilación y alcoholes de cadena corta como metanol o etanol, en el proceso; para llegar al objeto de la reivindicación 11, por lo cual se considera obvia.

Por otra parte, la reivindicación dependiente 12, no menciona características que le den novedad ni nivel inventivo a la reivindicación de la cual depende, dado que el documento D1, divulga que en muchos casos, se pueden mezclar surfactantes y frecuentemente se mezcla un surfactante y un co-surfactante, (Pág. 2, Párr. 25), entonces la mezcla de cantidades iguales de surfactante y co-surfactante se encuentra dentro de un proceso de optimización de la mezcla, lo cual hace parte de la práctica habitual de la persona versada en la materia, por lo tanto se considera obvio.

La reivindicación 15 consiste en “El método de la reivindicación 1, en donde las superficies del medio poroso definen espacios porosos para el hidrocarburo (...)” (Ver página 17 del radicado N° 11-169750-00002-0000).

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

R*	Características esenciales	D1
1	Un método para alterar las condiciones de flujo en un medio poroso que contiene hidrocarburos, método que incluye los pasos de:	Un método de eliminación de al menos una porción de material no polar a partir de un yacimiento subterráneo que contiene material no polar, comprendiendo el método: (Pág. 7, reivindicación 1).
	preparar una mezcla de un surfactante, un co-surfactante y un fluido portador de arrastre;	bombear un fluido de limpieza en el depósito subterráneo para poner en contacto el fluido de limpieza con el material no polar, en el que el fluido de limpieza comprende componentes seleccionados del grupo que consiste de:

3. Subfamilia Alcoholes Etoxilados

<http://www.abacovital.com/fichastecnicas/tensioactivos/noionicos/eteres/alcoholetox.htm>

4 Química Orgánica Industrial. K.Weissmerel y H. J Arpe. Reverté S. A. 1981, Cap. 7. Pág. 149.
http://books.google.com.co/books?id=UxA3kcGM-i0C&pg=PA149&lpg=PA149&dq=alcoholes+grasos+grado+de+etoxilacion&source=bl&ots=5WH2P09hvh&sig=Q3fYgl13rAvD_3Qy9XWljvvV-UE&hl=es-419&sa=X&ei=xLavUrTPCon4kQeFxYDoBA&ved=0CDQOQ6AEwAg#v=onepage&q=alcoholes%20grasos%20grado%20de%20etoxilacion&f=false

	transportar la mezcla al medio poroso; y	una microemulsión de fase única (SPME), que comprende: al menos un tensioactivo; al menos un fluido no polar; y al menos un fluido polar; y (Pág. 7, reivindicación 1). Las microemulsiones pueden ser microemulsiones de fase individuales (SPMEs) formadas antes de bombeo al depósito subterráneo (Pág. 2, Párr. 22).
	mantener la mezcla en el medio poroso en la presencia de agua durante un período de tiempo suficiente para formar una película de agua en las superficies del medio poroso.	el fluido con la SPME pre-formada se bombea en la formación o yacimiento subterráneo y se permite que por difusión, los materiales no polares presentes absorban la mezcla. (Pág. 2, Párr. 23).
15	El método en donde las superficies del medio poroso definen espacios porosos para el hidrocarburo, y en donde las superficies se definen por un material seleccionado de cuarzo, feldespato, mineral silíceo, mineral carbonoso, arcillas, y combinaciones de los anteriores.	No mencionado

El documento D1 se considera el estado de la técnica cercano a la invención definida en la reivindicación 15 porque divulga microemulsiones monofásicos (SPMEs) y microemulsiones formadas in situ que pueden ser usadas para limpiar y remover materiales no polares de las zonas de producción de yacimientos de pozos de petróleo y gas. (Resumen).

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 15 y el método de D1 consiste en que este no especifica los minerales que definen las superficies del pozo.

No se evidencia un efecto técnico que logre una diferencia entre el presente método y el divulgado en el documento D1, puesto que aunque el documento D1 no especifique los minerales de la formación, dicho método se basa en el tratamiento de pozos subterráneos que están conformados por distintos minerales.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿Cómo modificar el flujo de hidrocarburos a través superficies definidas por espacios porosos que han sido obstruidos, conformadas por distintos materiales minerales, similares a las presentadas en el documento D1?

Sin embargo, es del conocimiento del técnico medianamente versado en la materia que el daño de las formaciones (DF) pueden ser originadas en su mayoría por las operaciones de campo tales como: perforación, completación, Work-over, producción y estimulación, dicho daño a la formación es equivalente a la pérdida de productividad del pozo. Si se observa con suficiente detalle una roca reservorio tal como una arenisca, podrá apreciarse que los fluidos que se muevan dentro de los poros encontrarán condiciones críticas de flujo como caminos porales tortuosos, paredes porales rugosas con alta superficie específica y minerales reactivos tales como arcillas, micas, feldespatos, y compuestos de hierro. El sistema poral constituye un medio ideal para fenómenos de entrapamiento, migración de sólidos y reacciones de intercambio *fluido – sólido*. Además de la naturaleza física del sistema poral, se debe considerar la composición de las especies minerales y el grado de reactividad de los mismos frente a un fluido externo. En un modelo simple la permeabilidad de cualquier formación arcillosa (Clay bearing) depende en gran medida del grado de tenacidad de la unión entre las partículas individuales. La permeabilidad será máxima si todas las

partículas están compactadas y agregadas y mínimas si están dispersas y circulando con los fluidos. (“Arcillas, rocas reservorio y daño de formación” ⁽⁵⁾), entonces para un técnico medianamente versado en la materia este tipo de formaciones porosas tiene mayor tendencia a daño, por ende se considera obvio.

7. Conclusión

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

Ítem	Documento	Reivindicaciones afectadas	Requisito que afecta
D1	US 2009/0008091	1 a 9 y 16	Novedad/Nivel Inventivo
		11,12 y 15	Nivel Inventivo
D2	Módulo de enseñanza	17 y 18	Novedad/Nivel Inventivo

5. Arcillas, rocas reservorio y daño de formación. Juan Carlos Sotomayor y Alberto Lijó, GPA estudios y Servicios Petroleros S.R.L. http://www.oilproduction.net/gpa_arcillas_rocas_reservorios.htm

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 del día siguiente de la fecha de notificación de la presente comunicación. En caso de no dar respuesta al presente requerimiento, o si a pesar de la respuesta subsistieran los impedimentos para la concesión, se denegará la patente.

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

Finalmente, se le recuerda al solicitante que si como respuesta a este requerimiento llegara a modificar el capítulo reivindicatorio y éste contenga más de diez (10) reivindicaciones, no pagará la tasa de modificación voluntaria pero sí la correspondiente al pago por reivindicación adicional.

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



JOSÉ LUIS SALAZAR LÓPEZ
Director de Nuevas Creaciones (c)

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista, de fecha 2013-12-31

Elaboró: Alba Rocio Lemus Quiroga
Revisó: Olga Ximena Benavides Salazar