

213
210



SEÑORES
DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
E. S. D.

SUPERINTENDENCIA Y COMERCIO
Indicacion : 00048492 00000005 Folios: 31
Fecha (PHD): 2005-06-17 16:32:47
Ramita : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 444 REMUESTA
Dependencia: 2000 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

COD:08

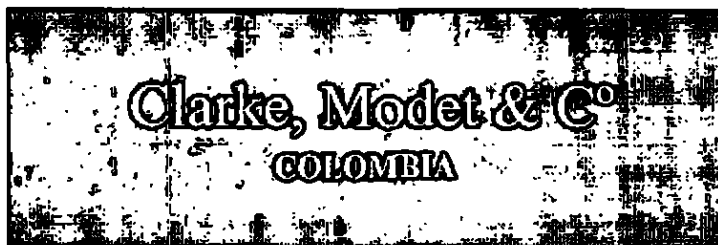
RE.: SOLICITUD DE PATENTE EN COLOMBIA
EXPEDIENTE N° 00048492
TITULO: MICRO EMULSIONES DE UTILIDAD EN UN
METODO PARA INTRODUCIR UN
PRODUCTO QUIMICO EN UNA FORMACION
DE ROCA QUE COMPREN- DE PETROLEO
Y/O GAS PARA LA EXPLOTACION DE UN
YACIMIENTO DE PETROLEO O GAS.
SOLICITANTE: BP EXPLORATION OPERATING COMPANY
LIMITED
FECHA SOLICITUD: 28 de Junio de 2000

ASUNTO: CONTESTACIÓN A REQUERIMIENTO OFICIAL

DILIA RODRIGUEZ D'ALEMAN, en mi condición de apoderada de la sociedad solicitante, por el presente escrito doy respuesta a su auto notificado por estado de 19 de mayo de 2005 y vence 17 de agosto de 2005 y me permito presentar las siguientes aclaraciones:

Como respuesta a las objeciones realizadas en la acción oficial, que objeta la claridad de la invención solicitada, el solicitante presenta **nuevo capítulos descriptivo donde el tamaño de letra ha sido modificado y nuevo capítulo reivindicatorio**, que reemplaza al original que obran en la solicitud, y fue redactado para remediación las observaciones efectuadas por su Despacho.

El nuevo capítulo reivindicatorio se ajusta a las disposiciones del artículo 34, toda vez



214
211

que las modificaciones realizadas precisan y clarifican el objeto de la invención.

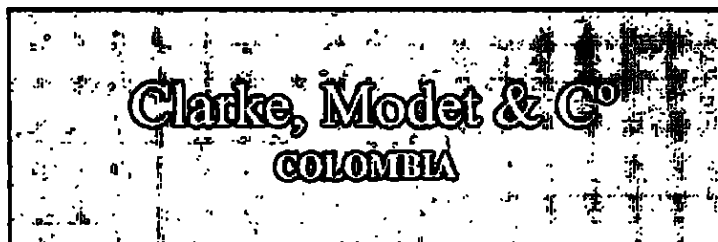
CLARIDAD

En contestación a las objeciones presentadas por el Examinador, el solicitante ha presentado nuevo capítulo reivindicatorio donde se han realizado las siguientes enmiendas.

1. El contenido de las reivindicaciones 7 y 10 se ha introducido en la reivindicación 1; en consecuencia se han eliminado las reivindicaciones 7 y 10.
2. En la reivindicación 1, se a limitado a "...al menos dos surfactantes" ; en consecuencia se ha eliminado la reivindicación 8.

Así las cosas, la reivindicación 1 tal y como se redacta ahora es clara. La reivindicación 1 se refiere a una "microemulsión que comprende:

- a) una fase oleosa,
 - b) una fase acuosa que comprende una:
 - i) solución acuosa de un producto químico soluble en agua para la explotación de un yacimiento de petróleo o de gas
 - o
 - ii) una dispersión acuosa de un producto químico dispersable en agua para la explotación de un yacimiento de petróleo o de gas;
 - y
 - c) al menos dos un surfactantes seleccionados del grupo consistente en los surfactantes aniónicos y los surfactantes no iónicos caracterizada porque el..."
3. Las reivindicaciones 12-17, referidas a un método (o uso), se han eliminado siguiendo las indicaciones del Examinador.
 4. Nueva reivindicación 2, que tiene soporte en el segundo párrafo de la página 7 de la solicitud tal y como fue originalmente presentada.
 5. Se han reenumerado las reivindicaciones de acuerdo con los cambios realizados.



212

El solicitante entiende que las reivindicaciones independientes tienen que describir todos los elementos esenciales de la invención y aunque es cierto que cualquier microemulsión por definición comprende al menos dos fases, en este caso es imprescindible mencionar ambas fases, ya que más adelante se hace referencia a las mismas y se dan detalles acerca de su estructura y composición.

Novedad

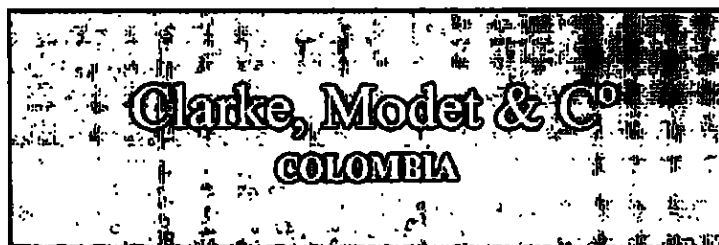
US5186257 (Documento D1)

El documento D1 se refiere a polímeros solubles en agua que comprenden una N-vinilamida, por ejemplo, la n-vinillactama, los cuales son útiles para procedimientos en los que el polímero es introducido en una perforación subterránea. Sin embargo, D1 no describe la introducción de una microemulsión pre-formada en un pozo de producción. Adicionalmente, el documento se refiere a cualquier polímero y a partir de él no se deduce si el polímero soluble en agua puede ser considerado como un inhibidor de: (i) corrosión, (ii) formación de incrustaciones, (iii) formación de hidratos gaseosos (iv) cera, (v) deposición de asfaltenos.

Comentando lo expuesto, subrayamos el hecho que tampoco se puede deducir del documento D1 si el polímero soluble en agua puede ser considerado como un barredor de sulfuro de hidrógeno o un dispersante de cera.

Con todo respeto, al afirmar que una solicitud carece de novedad es necesario demostrar que todos y cada uno de los elementos que caracterizan la invención reivindicada habían sido revelados en el estado de la técnica, y claramente esta no es la situación que se presenta en este caso, pues los documento citados no se hacen mención ni de los polímeros ni del tamaño de las gotas que forma la fase acuosa distribuida la fase oleaginosa.

Ahora bien, basándonos en la información de las nuevas reivindicaciones es posible



afirmar que la información suministrada en el documento D1 no menciona que los polímeros sean inhibidores de: (i) corrosión, (ii) formación de incrustaciones, (iii) formación de hidratos gaseosos (iv) cera o (v) deposición de asfaltenos; un barredor de sulfuro de hidrógeno o un dispersante de cera; dicho documento sólo habla de polímeros de general, incluso de polímeros N-Vinil amida, específicamente de N-vinil lactam, pero no de los polímeros reclamados en la solicitud colombiana. Igualmente, D1 no hace referencia al tamaño de las gotas de la fase acuosa en la fase oleosa, que es parte de la esencia de la invención de la presente solicitud.

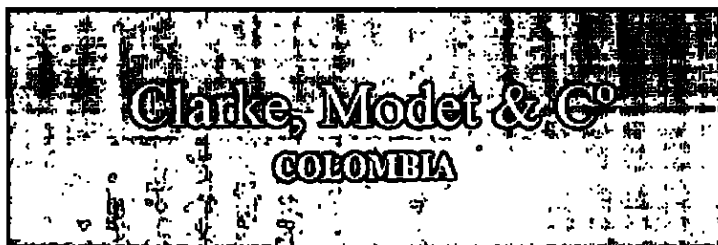
US4741399 (Documento D2)

Al igual que en el documento 1, el documento D2 no describe una microemulsión en donde la fase acuosa es una solución acuosa o una dispersión de uno de los compuestos químicos para la explotación de un yacimiento de petróleo o gas, descritos en la reivindicación 1. Por lo tanto, las microemulsiones de la reivindicación 1 no se describen explícita ni implícitamente en el documento D2.

US4681912 (Documento D3)

El documento D3 se refiere a microentramados formados vía microemulsiones inversas intermedias. Los monómeros acrílicos hidrosolubles presentes en gotas dispersadas de las microemulsiones inversas intermedias se polimerizan térmica o fotoquímicamente. Los microentramados correspondientes tienen un radio de partícula de entre 20 y 40 nanómetros con una estrecha distribución de radios (ver columna 3, líneas 35-39). Los microentramados son útiles para diversas aplicaciones, no las microemulsiones inversas intermedias (ver columna 4, líneas 33-46).

Por lo tanto, el documento D3 no describe una microemulsión que comprende un compuesto químico para la explotación del yacimiento de petróleo o gas, el cual es un inhibidor de: (i) corrosión, (ii) formación de incrustaciones, (iii) formación de hidratos gaseosos (iv) cera, (v) deposición de asfaltenos o es un barredor de sulfuro de hidrógeno o un dispersante de cera (ver la reivindicación 1 enmendada que ahora se adjunta).



2427-10

US4012329 (Documento D4)

El documento D4 se refiere a un fango de perforación formado por una microemulsión de aceite externo. El fango de perforación de D4 contiene una arcilla dispersable en agua (ver columna 6, líneas 7-9 de D4). Otros aditivos pueden ser incorporados a la microemulsión para obtener las características deseadas, los cuales incluyen agentes de pesado como sulfato de bario, agentes de pérdida de circulación como fibras vegetales, tiras de goma, láminas de plástico o trozos de mica; así como aditivos anti-fermentación (columna 6, líneas 24-31). Estos aditivos están fuera de la definición del compuesto químico para la explotación del yacimiento de petróleo o gas de la nueva reivindicación 1.

Consecuentemente, el documento D4 no anticipa la nueva reivindicación 1 que ahora se aporta.

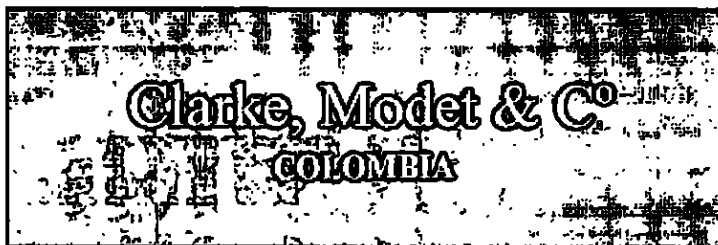
US3688852 (Documento D5)

El documento D5 menciona microemulsiones en el contexto de desplazamiento de aceites o crudos de unas reservas (ver columna 15, líneas 45 y siguientes). Sin embargo, las microemulsiones mencionadas en D5 no incorporan un compuesto químico para la explotación del yacimiento de petróleo o gas definido en la nueva reivindicación 1. En vista de lo anterior, el solicitante considera que la reivindicación 1 de la presente solicitud ahora enmendada es nueva si se compara con la información revelada en D5.

US3670816 (Documento D6)

El documento D6 describe medios para aliviar los problemas que normalmente se encuentran cuando tierras arcilloarenosas sensibles al agua se ponen en contacto con fluidos acuosos (columna 1, líneas 72-74).

El documento D6 establece que las pizarras, tierras de pizarras y otras formaciones arcillo-arenosas similares, pese a su permeabilidad extremadamente baja, atraen fuertemente el agua y pueden sustraer el agua de las emulsiones (ver columna 2,



líneas 27-35 del documento D6).

El documento D6 describe la adición de depresores de la presión de vapor en la fase acuosa de la emulsión en cantidades suficientes como para eliminar o retrasar la transferencia de agua desde un fluido de perforación hacia las formaciones arcillo-arenosas (ver desde columna 2, línea 51 a columna 3, línea 8 del documento D6). Dichos depresores de la presión de vapor no son compuestos químicos para la explotación del yacimiento de petróleo o gas tal y como se definen en la nueva reivindicación 1 enmendada de la presente invención. Por lo tanto, las nuevas reivindicaciones enmendadas que ahora se aportan son nuevas en vista de D6.

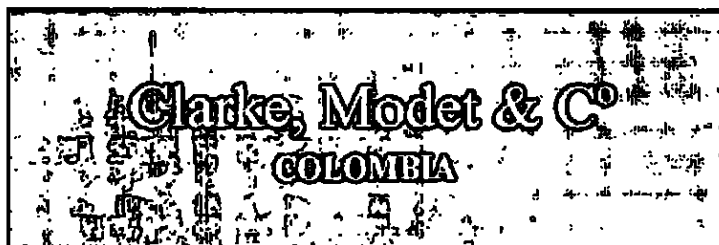
US3254714 (Documento D7)

El solicitante está de acuerdo con el Examinador en que el documento D7 describe la posibilidad de incorporar distintos aditivos a las microemulsiones utilizadas en procesos secundarios de recuperación de crudo, con el fin de conseguir unas características óptimas.

El documento D7 describe el uso de inhibidores de la corrosión en terrenos ácidos o de bactericidas en el caso de ser necesario (ver desde columna 3, línea 71 columna 4, línea 2 de D7). Sin embargo, el documento D7 no revela una microemulsión que contiene un compuesto químico para la explotación del yacimiento de petróleo o gas seleccionados de los inhibidores de formación de incrustaciones, de formación de hidratos gaseosos, de cera o de asfaltenos; o son barredores de sulfuro de hidrógeno o dispersantes de cera. Adicionalmente, el documento no describe si los aditivos están o no presentes en la fase acuosa dispersada. En consecuencia, insistimos en el hecho que el nuevo juego de reivindicaciones que se presenta ahora, es novedoso a la vista del documento D7.

Altura Inventiva

La presente invención se refiere a una microemulsión útil para desplegar determinados compuestos químicos de la producción en campos de crudo o gas durante las operaciones de inyección (en inglés, "squeeze") y bloqueo (en inglés, "shut-

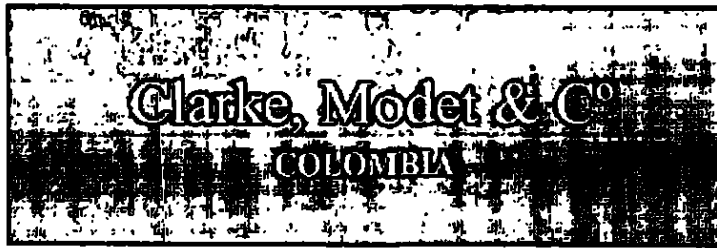


in"). Se ha encontrado que cuando la microemulsión comprende al menos dos surfactantes elegidos del grupo formado por surfactantes aniónicos y no-iónicos dicha microemulsión es particularmente estable. Dicha estabilidad se ve acentuada de forma especial en el caso de que el primer surfactante es aniónico y comprenda un sulfato como grupo de cabeza; y el segundo surfactante es no-iónico o es aniónico comprendiendo como grupo de cabeza sulfosuccinato, fosfato o sulfonato.

La ventaja fundamental que presenta una microemulsión según la presente invención es que se aumenta la efectividad del compuesto químico de producción reduciéndose de esta manera el número de operaciones de inyección y bloqueo. Esto se debe a que la encapsulación o protección del compuesto químico para la explotación del yacimiento de petróleo o gas dentro de la fase orgánica continua sitúa dicho compuesto químico de producción más profundamente en el lecho rocoso y la baja tensión superficial de la microemulsión permite arrastrar el aceite depositado en la superficie rocosa, de forma que el compuesto químico tiene más superficie sobre la que depositarse o ser absorbido.

Los documentos D1, D2, D6 y D7 se refieren a métodos para incrementar el grado de recuperación de crudo, en los que un fluido (puede ser una microemulsión) se inyecta en la formación rocosa y se hace pasar hacia el molino de extracción (en inglés, "production well"). Por lo tanto, el objetivo de dichos documentos es hacer pasar la microemulsión a través de la formación rocosa y con ello mejorar la recuperación. Por el contrario, el objetivo de la microemulsión que se describe en las nuevas reivindicaciones ahora aportadas, es el de tratar la región próxima a la entrada del pozo durante el proceso de extracción. La microemulsión cumple con el objetivo de aumentar la retención del compuesto químico en la formación rocosa. Por lo tanto, el problema que resuelven los documentos D1, D2, D6 y D7 y el problema que resuelve la presente invención son completamente diferentes. En consecuencia, un experto medio en la materia no podría haber tenido en cuenta lo descrito en dichos documentos a la hora de afrontar el problema de incrementar la retención de un compuesto químico durante un tratamiento de inyección.

Por su parte, los documentos D4 y D5 se refieren a fangos de perforación. Dichos fangos están específicamente diseñados para su uso durante operaciones de



perforación y no se sugiere explícita ni implícitamente las microemulsiones según la presente invención ni su utilización para la introducción de compuestos químicos en pozos de producción.

Los requisitos de ambos tipos de fluidos son muy diferentes. Por ejemplo, los fangos de perforación descritos en D4 y D5, como la mayoría de los fangos, se formulan para minimizar la pérdida de fluido hacia la formación rocosa, mientras que la microemulsión según la presente invención está diseñada para ser inyectada dentro de la formación rocosa desde un pozo de producción. Por lo tanto, un experto medio en la materia no miraría en las descripciones de fangos de perforación para solucionar el problema de mejorar los procesos de inyección, es decir, para solucionar el problema de impregnar la zona cercana a la superficie de un pozo con un determinado compuesto químico. No hay nada en común entre el problema abordado por los documentos citados y el que soluciona la invención de esta solicitud, así que un experto medio en la materia no tendría en cuenta estos documentos a la hora de buscar una composición que mejorase la retención de un compuesto químico en la superficie de la formación rocosa.

Los argumentos anteriores demuestran que la solución planteada en la invención reclamada en la totalidad de las nuevas reivindicaciones de la solicitud CO00048492 no solo cumple con el requisito de novedad, sino que no es evidentemente derivada del estado de la técnica y por ende, cumple con el requisito de nivel inventivo requerido en virtud del el artículo 14 y definido en el artículo 18 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina.

Por lo tanto, se solicita respetuosamente a la Oficina de Patentes Colombiana retirar todas las objeciones.

Agradezco continuar con el presente trámite.

Señor Jefe,

DILIA RODRIGUEZ D'ALEMAN

MRO/srch

**FORMULARIO ÚNICO DE CORRECCIONES Y MODIFICACIONES
2000-10**

1) SOLICITUD DE:

☐ Corrección de error material

☒ Modificación a una solicitud

2) SOLICITANTE

Nombre: BP EXPLORATION
OPERATING COMPANY LIMITED

Dirección: Britanic House, 1 Finsbury
Circus, London Ec2M 7BA Inglaterra

Nacionalidad o Domicilio: Londres,
Inglaterra

Lugar de Constitución: Inglaterra

Teléfono:

Fax:

E. Mail:

IDENTIFICACIÓN

C.C. ☐ NIT: ☐

C.E. ☐ OTRO ☐

NÚMERO

**3) REPRESENTANTE
O APODERADO**

Nombre: DILIA MARIA
RODRÍGUEZ D'ALEMAN

Dirección: Carrera 11 N°. 86-53
Piso 6 Bogotá D.C.

Teléfono: 6181088 Fax: 6350824

E. Mail: info@clarkemodet.com.co

IDENTIFICACIÓN

C.C. ☒ NIT: ☐

C.E. ☐ OTRO ☐

NÚMERO: 41.654.882

TP: 20824 CSJ

4) NUMERO DE EXPEDIENTE: 00048492/

5) DESCRIPCIÓN DE LA CORRECCIÓN O MODIFICACIÓN SOLICITADA:

Se presenta nuevo capítulo descriptivo donde el tamaño de letra ha sido modificado y nuevo capítulo reivindicatorio que reemplaza el originalmente presentado con la solicitud.

6) Comprobante de pago No. 05-57,174 Fecha: Agosto 1, 2005

7) Anexos:

☒ Comprobante de la tasa

☐ Poderes, si fuere el caso

☐ Certificado de Existencia y Representación legal, cuando el solicitante sea persona Jurídica

8)

Nombre: DILIA RODRÍGUEZ D'ALEMAN

Firma:

C.C.: 41.654.882

TP: 20824 CSJ

219 P. 347
222

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 05 - 57,174
FECHA : AGOSTO 1 DE 2005

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
Adicacion : 0004492 / 00000005 Folios: 31
Fecha (AMD): 2005-08-17 16:32:47
Remite : 002 PATENTES D I REGISTRO/ 444 REPUESTA
Dependencia: 2000 DIVISION DE MARCAS COMERCIALES

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
CLARKE MODET Y CO. COLOMB	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	35422048	01/08/2005	3,365,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-03	CAMBIO DE MODALIDAD Y MODIFICA	
12		MARCAS Y LEMAS COMERCIALES	91,000.00
		TOTAL :	\$ 91,000.00

SON: NOVENTA Y UNO MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

MICROEMULSIONES DE UTILIDAD EN UN METODO PARA INTRODUCIR UN PRODUCTO QUIMICO EN UNA FORMACIÓN DE ROCA QUE COMPRENDE PETROLEO Y/O GAS PARA LA EXPLOTACIÓN DE UN YACIMIENTO DE PETROLEO O GAS.

Esta invención se relaciona con microemulsiones de agua en aceite y, en particular, con el uso de microemulsiones de agua en aceite para el despliegue de productos químicos solubles o dispersables en agua de utilidad en la explotación de yacimientos de petróleo o gas.

Entre los productos químicos para yacimientos de petróleo se encuentran los inhibidores de la formación de incrustaciones, los cuales se emplean en pozos de producción para detener la aparición de incrustaciones en la formación de roca y/o en las líneas de producción en el fondo de la perforación y en la superficie. La formación de incrustaciones no solo causa una restricción del tamaño de poro en la formación de roca (conocido también como "daños en la formación") y por tanto una reducción de la tasa de producción de petróleo y/o gas, sino también el bloqueo de la instalación de tubos y tuberías durante el procesado en la superficie. Para solucionar este problema, el pozo de producción se somete al llamado tratamiento de "cierre temporal", según el cual se inyecta una composición acuosa que comprende un inhibidor de la formación de incrustaciones dentro del pozo de producción, generalmente bajo presión, se "comprime" en la formación y se mantiene allí. En el proceso de compresión, el inhibidor de la formación de incrustaciones se inyecta radialmente a varios metros dentro del pozo en producción en donde queda retenido por adsorción y/o formación de un precipitado escasamente soluble. El inhibidor se lixivia lentamente en el agua producida durante un periodo de tiempo y protege al pozo contra las incrustaciones. El tratamiento de "cierre temporal" ha de ser efectuado regularmente, por ejemplo, una o más veces al año, al menos si se

221
224
22

desea mantener altas tasas de producción, y constituye el "tiempo improductivo" durante el cual no tiene lugar producción alguna. Al cabo del año existe una reducción de la producción total correspondiente al número de tiempos improductivos durante la operación de compresión/cierre temporal, así como una menor producción a medida que aumenta el problema de la formación de incrustaciones. Sin embargo, en ciertos casos el inhibidor de la formación de incrustaciones queda pobremente retenido dentro de la matriz de roca del yacimiento y se experimentan cortos tiempos de compresión. El resultado neto en estos casos es el de frecuentes intervenciones en el pozo lo cual impacta tanto sobre la productividad del pozo como sobre la rentabilidad del yacimiento. Igualmente, es posible "comprimir" inhibidores de la corrosión para proteger las tuberías de producción del pozo contra inhibidores de la corrosión o de asfaltenos, para controlar así la precipitación de asfaltenos en la formación de roca y en las tuberías de producción. Por tanto, sería conveniente poder proporcionar un método mejorado para el despliegue de estos inhibidores.

Se ha encontrado ahora un medio y un método para incrementar la eficacia de productos químicos para la explotación de yacimientos de petróleo o gas, en particular inhibidores de la formación de incrustaciones, para permitir con ello una disminución de la frecuencia de las operaciones de compresión/cierre temporal y el incremento de la tasa de producción de petróleo/gas.

La presente invención se relaciona con una microemulsión que comprende (i) una fase oleosa, (ii) una fase acuosa que comprende una solución acuosa de un producto químico soluble en agua para la explotación de yacimientos de petróleo o gas o una dispersión acuosa de un producto químico dispersable en agua para la explotación de yacimientos de petróleo o gas y (iii) al menos un surfactante, en donde la fase acuosa está distribuida en la fase oleosa en forma de gotitas que tienen un diámetro del orden de 1 a 1000 nm o en forma de

222-21
225

microdominios que tienen al menos una dimensión de longitud, ancho o espesor del orden de 1 a 1000 nm.

Una ventaja derivada del uso de una microemulsión de agua en aceite para el despliegue de productos químicos solubles o dispersables en agua para la explotación de yacimientos de petróleo o gas, en contra del empleo de una composición acuosa convencional del producto químico para la explotación, es que se reduce al mínimo la cantidad de agua bombeada al interior del yacimiento. Esto resulta importante para aquellos pozos que contienen bajos niveles de agua (menos de 1% de agua) dado que la inyección de agua en el pozo reduce la permeabilidad relativa del petróleo y aumenta la permeabilidad relativa del agua. Hasta que la cantidad de agua en la formación cerca de la perforación del pozo se reduce a los niveles de pre-compresión, la productividad del pozo será menor que su productividad antes de la compresión. El uso de una microemulsión que tiene una fase oleosa continua también presenta ventajas para yacimientos de petróleo o gas sensibles al agua. En un yacimiento de petróleo o gas sensible al agua, las arcillas se pueden hinchar en presencia de agua y/o el agua puede llegar a quedar atrapada, impidiendo o reduciendo con ello el flujo de petróleo. Igualmente, la reducción de la cantidad de agua bombeada al interior del yacimiento que tiene una formación de roca de gres reduce al mínimo la producción de arena que se presenta cuando el agua disuelve los cementos de carbonato para consolidar el gres. Otra ventaja derivada del despliegue de un producto químico de explotación empleando una microemulsión de agua en aceite es que las soluciones acuosas de ciertos productos químicos de explotación (por ejemplo, inhibidores de la formación de incrustaciones) son claramente ácidos y pueden aumentar la velocidad de disolución de los cementos de carbonato. Mediante la encapsulación de dichas soluciones acuosas ácidas en un aceite, se puede eliminar o al menos mitigar el daño producido en la formación cerca de la perforación del pozo. Igualmente, algunos pozos presentan un pobre soporte de presión (baja

223
228

presión del yacimiento) y son incapaces de "subir" una columna de agua fuera del pozo. Convencionalmente, se emplea una ascensión con gas nitrógeno para subir la columna de agua, pero esto puede resultar muy costoso. Mediante el empleo de una microemulsión de agua en aceite que tiene una fase oleosa que es menos densa que el agua, se puede subir una columna de la microemulsión fuera del pozo a una presión más baja que la requerida para una columna de agua. La ventaja más importante es que el despliegue de un producto químico de explotación en una emulsión de agua en aceite aumenta la eficacia del producto químico de explotación al reducir el número de operaciones de compresión y cierre temporal. Esto es debido a que la "encapsulación" o protección del producto químico para el yacimiento de petróleo dentro de la fase oleosa continua sitúa al producto químico en un punto más profundo en la formación de roca (cerca de la región de la perforación del pozo) y la baja tensión interfacial de la microemulsión actúa para separar petróleo de las superficies de la formación de roca porosa, para exponer así una mayor cantidad de área superficial para que el producto químico de explotación se absorba en la misma o precipite sobre la misma.

Las microemulsiones son en general conocidas, véase, por ejemplo, **"Microemulsions"**, Editor I D Robb, Plenum Press, New York, 1982, cuyo documento se incorpora aquí solo con fines de referencia. Las mismas se diferencian de las emulsiones ordinarias en que tienen gotitas de tamaño muy pequeño o en que tienen microdominios que presentan al menos una dimensión de longitud, ancho o espesor de tamaño muy pequeño. Así, las microemulsiones aparecen transparentes a simple vista o incluso al microscopio óptico, en comparación con las gotitas más grandes (de un diámetro mayor de 1.000 nm) de las emulsiones turbias convencionales.

224
227

Cuando la fase acuosa se distribuye en la fase oleosa en forma de gotitas, las gotitas tienen preferentemente un diámetro medio de 10 a 500 nm, más preferentemente de 50 a 250 nm. La distribución del tamaño de las gotitas es en general tal que al menos el 90% de los diámetros se encuentran dentro del 20% o especialmente dentro del 10% del diámetro medio. Las microemulsiones son transparentes a simple vista y son aparentemente isotrópicas.

Cuando la fase acuosa se distribuye en la fase oleosa en forma de microdominios, estos últimos tienen preferentemente al menos una dimensión de longitud, ancho o espesor del orden de 10 a 500 nm, más preferentemente de 50 a 250 nm.

La fase oleosa es esencialmente cualquier líquido que sea inmiscible con la fase acuosa. Por ejemplo, la fase oleosa se puede seleccionar del grupo consistente en alcanos líquidos (preferentemente alcanos C_5 - C_{20} , más particularmente alcanos C_8 a C_{15} , y en especial alcanos C_9 - C_{12} , por ejemplo, n-nonano, n-decano y n-undecano), haluros de alquilo líquidos (por ejemplo, tetracloruro de carbono o diclorometano) e hidrocarburos aromáticos líquidos (por ejemplo tolueno y xileno). La fase oleosa puede ser también un aceite de parafina, un aceite natural, diesel, queroseno, gasóleo, petróleo crudo, dióxido de carbono líquido, clorofluorcarburos líquidos tales como CCl_2F_2 , $CHCl_2F$ y CH_3CClF_2 (conocidos como freones), tetrahidrofurano, dimetilformamida y dimetilsulfóxido.

La fase acuosa de la microemulsión puede comprender agua dulce, agua del grifo, agua de río, agua de mar, agua producida o agua de la formación. La fase acuosa puede tener una salinidad total de 0-250 g/l, por ejemplo 5-50 g/l. La fase acuosa puede tener un pH de 0,5-9. Cuando la fase acuosa comprende una solución en agua de mar de producto químico para la explotación altamente ácido, tal como,

225
20

por ejemplo, un inhibidor de la formación de incrustaciones, la fase acuosa tiene normalmente un pH altamente ácido de 0,1-1. En tales casos, puede ser necesario neutralizar la acidez de la fase acuosa utilizando hidróxido amónico o un hidróxido de metal alcalino, en especial hidróxido sódico, hidróxido potásico o hidróxido de litio, con el fin de llevar el pH de la formulación a la gama preferida de 2-6. Con preferencia, la fase acuosa se neutraliza antes de mezclarse con la fase orgánica y surfactante para formar la microemulsión.

La fase acuosa puede comprender un disolvente miscible en agua tal como metanol, etanol, n-propanol, isopropanol, n-butanol, isobutanol, terc-butanol, butilmonoglicoléter, butildiglicoléter, butiltriglicoléter, monobutiléter de etilenglicol y etilenglicol. Sin que ello suponga una limitación a una teoría en particular, se cree que la presencia de un disolvente miscible en agua en la fase acuosa estabiliza la microemulsión de manera que se requiere menos surfactante para formar una microemulsión estable. La cantidad de disolvente miscible en agua que puede estar presente en la fase acuosa es de 0,5 a 50% en peso, con preferencia de 5 a 30% en peso, basado en el peso total de agua y disolvente miscible en agua.

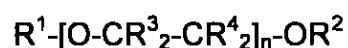
La fracción en volumen de la fase acuosa en la microemulsión es en general de 1-50%, con preferencia 10 a 40% y más preferentemente de 23 a 30%.

Con preferencia, la microemulsión comprende al menos dos surfactantes, más preferentemente dos surfactantes. De forma adecuada, el surfactante o surfactantes pueden ser un surfactante aniónico o un surfactante no iónico, es decir, un surfactante que tiene grupos de cabeza aniónicos y no iónicos respectivamente. Ejemplos de grupos de cabeza aniónicos incluyen grupos sulfosuccinato, sulfato, fosfato y sulfonato. Contra-iones adecuados a los grupos de cabeza aniónicos incluyen cationes sodio, potasio y amonio. Los grupos de cabeza no

iónicos adecuados incluyen grupos alcoxilato. Habitualmente, el surfactante o surfactantes pueden tener uno o más grupos hidrocarbilo de cola, por ejemplo 1 a 3 grupos hidrocarbilo de cola. El grupo o grupos hidrocarbilo de cola pueden ser un grupo hidrocarbilo halogenado tal como un grupo hidrocarburo fluorado. En general, el grupo hidrocarbilo de cola es un grupo alquilo que tiene una longitud de cadena de al menos 5 átomos de carbono, con preferencia de al menos 8 átomos de carbono. Preferentemente, el grupo hidrocarbilo de cola es un grupo alquilo que tiene una longitud de cadena de 5 a 18 átomos de carbono, más preferentemente de 8 a 16 átomos de carbono y en particular de 10 a 14 átomos de carbono, por ejemplo, 12 átomos de carbono.

Ejemplos de surfactantes aniónicos adecuados incluyen dioctilsulfosuccinato sódico, dodecilsulfato sódico, nonilsulfato sódico, decilsulfato sódico, etilhexilfosfato sódico, etilhexilsulfosuccinato sódico, pentilsulfosuccinato sódico, hexilsulfosuccinato sódico, dodecilfenilsulfonato sódico, dodecil-orto-xilensulfonato sódico o dodecilnaftalensulfonato sódico.

Los surfactantes no iónicos adecuados incluyen ésteres de monofosfato de alquilo y surfactantes no iónicos de fórmula I:



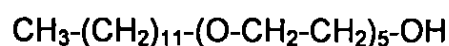
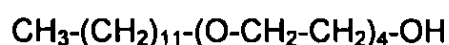
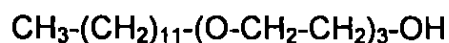
I

en donde R^1 es un grupo hidrocarbilo de cola que tiene las características preferidas antes descritas y n es un entero de 1-8, con preferencia 2-6, por ejemplo 2-4.

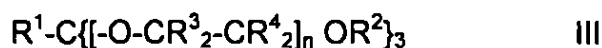
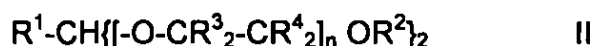
R^2 se puede seleccionar del grupo consistente en H, un grupo alquilo, un grupo cicloalquilo y un grupo arilo. Con preferencia, R^2 se elige del grupo consistente en H, un grupo alquilo C_1 - C_4 , ciclohexilo o fenilo, más preferentemente H, metilo o etilo. Los grupos R^3 y R^4 se eligen independientemente del grupo consistente en H,

un grupo alquilo C₁-C₄, un haluro, OH y OR⁵ (en donde R⁵ es un grupo alquilo, preferentemente un grupo alquilo C₁-C₄). Con preferencia, los grupos R³ y R⁴ se eligen entre H o metilo, más preferentemente H.

Ejemplos de surfactantes adecuados de fórmula (I) incluyen:



El surfactante puede ser también un surfactante no iónico de las fórmulas II ó III:



en donde R¹, R², R³, R⁴ y n se definen como anteriormente.

El surfactante está presente adecuadamente en la microemulsión en una cantidad comprendida entre 1 y 20% en peso, con preferencia entre 2 y 15% en peso, por ejemplo entre 5 y 13% en peso.

El producto químico de producción para el yacimiento de petróleo o gas puede ser un inhibidor de (i) corrosión, (ii) formación de incrustaciones, (iii) formación de hidratos gaseosos, (iv) cera o (v) deposición de asfaltenos; o bien puede ser un barredor de sulfuro de hidrógeno o un dispersante de cera. El inhibidor de la formación de incrustaciones resulta eficaz para detener las incrustaciones de calcio y/o bario con cantidades de umbral superiores a las cantidades estequiométricas. Puede ser una molécula orgánica soluble en agua con al menos dos grupos ácido

228
331

carboxílico y/o fosfónico y/o sulfónico, por ejemplo, 2-30 de tales grupos. Preferentemente, el inhibidor de la formación de incrustaciones es un oligómero o un polímero, o bien puede ser un monómero con al menos un grupo hidroxilo y/o un átomo de nitrógeno amínico, especialmente en un ácido hidroxicarboxílico o hidroxio-amino-fosfónico o -sulfónico. El inhibidor se emplea principalmente para inhibir las incrustaciones de calcio y/o bario. Ejemplos de tales compuestos usados como inhibidores son ácidos fosfónicos alifáticos con 2-50 átomos de carbono, tal como ácido hidroxietildifosfónico, y ácidos aminoalquilfosfónicos, por ejemplo poliaminometilenfosfonatos con 2-10 átomos de N, por ejemplo, cada uno de ellos portando al menos un grupo ácido metilenfosfónico; ejemplos de estos últimos son tetra(metilenfosfonato) de etilendiamina, penta(metilenfosfonato) de dietilentriamina y los polimetilenfosfonatos de triaminas y tetraaminas con 2-4 grupos metileno entre cada átomo de N, siendo diferentes al menos dos de los números de grupos metileno en cada fosfonato (por ejemplo, tal y como se describe adicionalmente en la EP-A-479462 publicada, cuya descripción se incorpora aquí solo con fines de referencia). Otros inhibidores de la formación de incrustaciones son los ácidos policarboxílicos tales como ácidos láctico o tartárico, y compuestos aniónicos poliméricos tales como ácido polivinilsulfónico y ácidos poli(met)acrílicos, opcionalmente con al menos algunos grupos fosfonilo o fosfinilo tal como en los fosfinilpoliacrilatos. Los inhibidores de la formación de incrustaciones se encuentran adecuadamente, al menos parcialmente, en forma de sus sales de metales alcalinos, por ejemplo, sales de sodio.

Ejemplos de inhibidores de la corrosión son compuestos que inhiben la corrosión sobre acero, en especial bajo condiciones anaeróbicas, y pueden ser en especial formadores de película capaces de depositarse como una película sobre una superficie metálica, por ejemplo una superficie de acero, tal como la pared de una tubería. Tales compuestos pueden ser compuestos hidrocarbilo (de cadena alifática

larga) N-heterocíclicos no cuaternizados, en donde el grupo hidrocarbilo alifático puede ser como el definido anteriormente para el grupo hidrófobo; se prefieren los grupos alifáticos mono- o di-etilénicamente insaturados, por ejemplo de 8-24 átomos de carbono, tal como oleilo. El grupo N-heterocíclico puede tener 1-3 átomos de nitrógeno en el anillo con 5-7 átomos de anillo en cada anillo; se prefieren los anillos imidazol e imidazolina. El anillo puede tener también un sustituyente aminoalquilo, por ejemplo 2-aminoetilo, o hidroxialquilo, por ejemplo 2-hidroxietilo. Se puede emplear oleilimidazolina.

El inhibidor de hidratos gaseosos puede ser un compuesto polar sólido, el cual puede ser un compuesto de polioxialquileo o una alcanolamida, o tirosina o fenilalanina.

El inhibidor de asfaltenos puede ser un ácido graso anfótero o una sal de un alquilsuccinato, mientras que el inhibidor de cera puede ser un polímero tal como un polímero olefínico, por ejemplo polietileno, o un éster copolimérico, por ejemplo copolímero de etileno/acetato de vinilo, y el dispersante de cera puede ser una poliamida. El barredor de sulfuro de hidrógeno puede ser un oxidante, tal como un peróxido inorgánico, por ejemplo peróxido sódico, o dióxido de cloro, o un aldehído, por ejemplo de 1-10 átomos de carbono, tal como formaldehído o glutaraldehído o (met)acroleína.

La cantidad usada de producto químico de producción es del orden de 1-25% peso/peso de la fase acuosa, adecuadamente de 5-15% peso/peso, con preferencia de 6-10% peso/peso. Dentro de estas gamas, la cantidad usada dependerá de la naturaleza del producto químico usado y de su finalidad perseguida.

230
23

En otro aspecto, la presente invención proporciona un método para introducir un producto químico para la explotación de un yacimiento de petróleo o gas en una formación de roca que comprende petróleo y/o gas, cuyo método comprende pasar la microemulsión de la presente invención descendientemente por un pozo de producción y luego al interior de la formación.

En particular, la presente invención proporciona un método para aumentar la eficacia de un producto químico soluble o dispersable en agua para la explotación de un yacimiento de petróleo o gas, a reducir el número de operaciones de compresión y cierre temporal necesarias para aumentar la tasa de producción de un pozo de petróleo o de gas, cuyo método comprende:

- A) inyectar en una matriz de formación de roca portadora de petróleo o de gas una microemulsión que comprende (i) una fase oleosa, (ii) una fase acuosa que comprende una solución acuosa de un producto químico soluble en agua para la explotación de un yacimiento de petróleo o gas o una dispersión acuosa de un producto químico para la explotación de un yacimiento de petróleo o gas y (iii) al menos un surfactante, en donde la fase acuosa está distribuida en la fase oleosa en forma de gotitas que tienen un diámetro de 1 a 1.000 nm o en forma de microdominios que tienen al menos una dimensión de longitud, ancho o espesor de 1 a 1.000 nm;
- B) una vez inyectada la microemulsión, opcionalmente inundar a fondo la formación de roca portadora de petróleo o de gas con un aceite; y
- C) posteriormente cerrar el pozo durante un periodo de tiempo.

231

Es importante que la microemulsión sea estable térmicamente. Es posible desarrollar microemulsiones que son estables en una amplia gama de temperaturas, por ejemplo desde temperatura ambiente a la temperatura del pozo de producción (por ejemplo, de 90 a 150°C aproximadamente). Sin embargo, no es esencial que la microemulsión sea estable en toda la gama de temperaturas que va desde la temperatura ambiente a 150°C. Por ejemplo, la microemulsión puede ser estable entre la temperatura ambiente y 70°C ó entre 40 y 80°C. En la presente invención, cuando la microemulsión se inyecta a presión en el pozo de producción, el producto o productos químicos usados en la explotación en la microemulsión son adsorbidos por la matriz de la formación de roca y quedan retenidos durante periodos relativamente largos.

La microemulsión se forma de manera espontánea o mezclando suavemente la fase acuosa, la fase oleosa y el surfactante en cualquier orden; convenientemente, la fase acuosa se mezcla en último lugar en una mezcla de la fase oleosa y surfactante. En el caso de que el material sea inicialmente turbio, no se produce entonces una microemulsión y puede ser necesario llevar a cabo pequeños ajustes en las proporciones relativas de los ingredientes o realizar un cambio en la naturaleza del surfactante o en la temperatura. La microemulsión puede ser caracterizada por difracción de rayos X para mostrar la presencia de las gotitas o dominios. Cuando la fase acuosa de la microemulsión comprende una solución acuosa de un producto químico soluble en agua para la explotación de un yacimiento de petróleo o gas, la microemulsión es ópticamente transparente. Cuando la fase acuosa de la microemulsión comprende una dispersión de un producto químico dispersable en agua para la explotación de un yacimiento de petróleo o gas, la microemulsión no será ópticamente transparente; sin embargo, la microemulsión no tendrá la apariencia turbia o lechosa de una emulsión convencional. Con preferencia, la viscosidad de la microemulsión puede ser de 0.4 mPa/s a 10 mPa/s, así como de

232 30

0.5 mPa/s a 5mPa/s a una temperatura de 50°C, para permitir que la microemulsión pueda ser bombeada fácilmente descendentemente por la perforación. La microemulsión se puede preparar in situ inmediatamente antes de su uso o bien puede ser transportada como tal al punto de uso. En el caso de un pozo de petróleo, la microemulsión se puede inyectar, adecuadamente bajo presión, dentro de una zona portadora de petróleo, por ejemplo una matriz de la formación de roca, por vía de un pozo en producción, por ejemplo descendentemente por el núcleo. La microemulsión se deja entonces ("cierre temporal") en la zona portadora de petróleo mientras se detiene temporalmente la producción de petróleo. Durante este proceso, la microemulsión inyectada es percolada a través de la zona portadora de petróleo bajo la presión de inyección. En el periodo de cierre temporal, la microemulsión inyectada llega a entrar en contacto con fluidos del yacimiento. Esto es lo que constituye el llamado efecto de "compresión" que permite el mantenimiento de la recuperación de petróleo de tales zonas. Con las formulaciones de la presente invención suele conseguirse un tiempo de contacto deseable de 4-30 horas, por ejemplo 6-20 horas. El proceso de cierre temporal que implica la introducción de la microemulsión puede estar precedido opcionalmente por una pre-inundación de la matriz de la formación de roca portadora de petróleo usando un aceite tal como diesel, biodiesel, queroseno o petróleo crudo. La introducción de la microemulsión viene seguido por una posterior etapa separada de inundación a fondo del pozo de producción con un aceite. El aceite usado para la inundación a fondo puede ser diesel, biodiesel, queroseno, petróleo crudo o petróleo producido por el pozo que está siendo tratado. La cantidad de aceite usado para inundar a fondo el pozo de producción es adecuadamente tal que dicho aceite alcance e inunde una zona diana que se encuentra hasta alrededor de 6 metros desde la perforación del pozo y convenientemente es del orden de 4.7 a 636 m³. Cuando el aceite usado para la inundación a fondo es petróleo producido por el pozo que está siendo tratado, la inundación a fondo puede ser realizada de modo inverso, por ejemplo, como un retro-

barrido, es decir, haciendo que el petróleo crudo, a medida que emerge a la superficie desde el pozo de producción, ejecute la función del aceite de inundación a fondo. Después de este periodo, puede reiniciarse la producción de petróleo. En el caso en donde el producto químico de producción es un inhibidor de la formación de incrustaciones, la tasa de producción de petróleo será inicialmente alta, así como el contenido en calcio soluble del agua producida. En el transcurso del tiempo, por ejemplo 3-12 meses, la tasa de producción disminuirá y también lo hará el contenido en sales solubles, representando ello posibles problemas de formación de incrustaciones en la formación de roca, tras lo cual la producción puede ser detenida para inyectar en el pozo una nueva parte alícuota de la microemulsión. Se pueden usar métodos similares para conseguir la inhibición de asfaltenos, la inhibición o dispersión de ceras o el barrido de sulfuro de hidrógeno, mientras que para la inhibición de la corrosión e inhibición de hidratos gaseosos, la microemulsión se inyecta normalmente de forma continua descendentemente por la perforación. Para la inhibición de la corrosión, inhibición o dispersión de ceras y barrido de sulfuro de hidrógeno, la microemulsión se puede inyectar en el pozo, si se desea, sin la inundación a fondo.

La invención proporciona también el uso de la microemulsión de la invención para aumentar la eficacia del producto químico de explotación de un yacimiento de petróleo o gas en una formación de roca, en particular al aumentar la retención del producto químico por parte de la roca. La eficacia del producto químico puede duplicarse en el caso de los inhibidores de la formación de incrustaciones, de manera que se necesita menos producto químico por año y se reduce el tiempo de interrupción como consecuencia de la aplicación del producto químico y del cierre temporal.

La presente invención se ilustra por los siguientes ejemplos.

Ejemplo 1

Se preparó una microemulsión de agua en aceite mezclando:

75,5 % en peso de decano;

15,1% en peso de agua de mar (conteniendo 10% en peso de inhibidor de la formación de incrustaciones Calnox ML 3263, suministrado por Baker Petrolite);

7,52% en peso de dioctilsulfosuccinato sódico (AOT); y

1,88% en peso de dodecilsulfato sódico.

La microemulsión resultante fue estable a temperatura ambiente y hasta una temperatura de 70°C.

Ejemplo 2

Se preparó una microemulsión de agua en aceite mezclando:

62,5% en peso de decano;

25% en peso de agua de mar (conteniendo 10% en peso de inhibidor de la formación de incrustaciones Calnox ML3263, suministrado por Baker Petrolite);

8,75% en peso de Dehidol LS 3 ($\text{CH}_3-(\text{CH}_2)_{11}-(\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2)_n-\text{OH}$ en donde n tiene un valor medio de 3); y

3,75% en peso de dodecilsulfato sódico.

La microemulsión resultante fue estable a una temperatura comprendida entre 40 y 80°C.

El proceso de la presente invención fue ensayado usando el siguiente procedimiento:

Un tubo de acero inoxidable (1,5 metros de longitud y 9,5 mm de diámetro interior) se rellenó en seco con una mezcla de arena y cuarzo en polvo,

235
280

mallá ≥ 250 , de Fluka (relación 84:16 en peso). La arena consistió en arenisca triturada Clashach la cual proporcionaba una permeabilidad controlada de alrededor de 240 mili Darcy. El tubo de acero se enrolló, se pesó y se colocó en un horno. El tubo relleno fue inundado inicialmente con agua de mar (ajustada a un valor pH de 2 usando ácido clorhídrico) a la velocidad de 60 ml/hora hasta que el valor pH del efluente que salía del relleno de arena tenía también un valor de 2. El relleno fue retirado entonces y pesado para determinar el volumen de líquido en los poros del relleno. A continuación el relleno de arena fue inundado con una nueva parte alícuota de agua de formación Magnus ajustada a un valor pH de 5,5 y a una velocidad de 60 ml/hora hasta que el valor pH del agua de formación Magnus que salía del relleno de arena tenía también un valor de 5,5. Se conectó entonces el horno y se elevó a una temperatura de 116°C. Se colocó en el tubo una sobre-presión de confinamiento de alrededor de 20×10^2 kpa para mantener cualquier fluido dentro del tubo en estado líquido. Cuando el relleno había alcanzado 116°C, se inundó el relleno con petróleo crudo Magnus a una velocidad de 30 ml/hora (empleando un recipiente de inyección de petróleo se inyectó un total de 100 ml de petróleo crudo). El relleno saturado con petróleo se inundó entonces con agua de formación Magnus ajustada a un valor pH de 5,5 a una velocidad de 30 ml/hora hasta que no se observó petróleo en el agua efluente que salía del relleno. En este momento, se pensó que el relleno de arena se encontraba en su concentración de petróleo residual.

Después de este acondicionamiento del relleno de arena, se inició el tratamiento. Se bombearon dos volúmenes de poros de una microemulsión al interior del relleno de arena acondicionado a una velocidad de 30 ml/hora sin realizar ajuste alguno del pH y esta operación se interrumpió entonces durante la noche (alrededor de 17 horas). A continuación, el relleno de arena fue inundado con agua de formación Magnus a una velocidad de 30 ml/hora. Empleando un recogedor de fracciones Gilson, se recogieron 60 fracciones de muestra de 4 ml del agua de formación que

236
2897

salía a través del regulador de retro-presión, seguido por 60 muestras de 6 ml y 60 muestras de 10 ml. Todas ellas fueron analizadas respecto al inhibidor de la formación de incrustaciones usando el procedimiento descrito en **"Development and Application of Accurate Detection and Assay Techniques for Oilfield Scale Inhibitors in Produced Water Samples"** por G.M. Graham, K.S. Sorbie, L.S. Broak, K. Taylor y L. Blilie Paper SPE 28997, presentado en el **SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Texas, USA, 14-17 Febrero 1995.**

La relación del nivel de inhibidor del efluente al volumen de agua de formación pasado a través del relleno de arena (expresada como el número de volúmenes de poros de la solución) es una medida de la cantidad de inhibidor absorbido por la formación de roca inicialmente y en base a su velocidad de liberación, es decir, una medida de la velocidad de separación del inhibidor de la formación de roca durante la producción (es decir, su resistencia a la lixiviación) y, por tanto, es una medida de su eficacia en la inhibición de la formación de incrustaciones en función del tiempo. En la siguiente tabla (Tabla 1) se ofrecen dos resultados de estos experimentos, uno de ellos con la microemulsión descrita en el Ejemplo 1 y el otro con un control que contenía el inhibidor relevante en una cantidad de 6,6 veces la microemulsión del Ejemplo 1.

237
240

TABLA 1

Inhibidor de la formación de incrustaciones en la microemulsión		Inhibidor de la formación de incrustaciones en agua de mar (ensayo comparativo)	
Volumen de Poros	[SI] (ppm)	Volumen de Poros	[SI] (ppm)
0,7	209	2,65	20000
1,5	273	7,95	760
2,2	258	10,6	134
2,9	232	13,25	66
3,7	188	15,89	15
4,4	144	17,88	20
5,1	87	19,87	14
5,9	72	21,85	14
6,6	61	23,84	14
7,3	55		
8,1	58		
8,8	44		
9,6	44		
10,3	40		
11,0	36		
11,8	53		
12,5	36		
14,3	35		
16,2	22		
18,0	21		
19,8	16		
21,7	35		
23,5	34		
23,3	22		

Tabla 1 (continuación)

Inhibidor de la formación de incrustaciones en la microemulsión	
Volumen de Poros	[SI] (ppm)

238 29
~~24~~

-20-

25,2	31
29	31
30,8	28
32,7	25
34,5	14
40,6	9,4
46,7	12,3
52,9	5,8
59,0	7,4
65,1	3,4
70,6	5,8

239
242

REIVINDICACIONES

1.- Una microemulsión que comprende (i) una fase oleosa, (ii) una fase acuosa que comprende una solución acuosa de un producto químico soluble en agua para la explotación de un yacimiento de petróleo o de gas o una dispersión acuosa de un producto químico dispersable en agua para la explotación de un yacimiento de petróleo o de gas y (iii) al menos dos surfactantes seleccionados del grupo consistente en los surfactantes aniónicos y los surfactantes no iónicos, caracterizada porque el producto químico para la explotación del yacimiento de petróleo o gas es un inhibidor de: (i) corrosión, (ii) formación de incrustaciones, (iii) formación de hidratos gaseosos (iv) cera, (v) deposición de asfaltenos o es un barredor de sulfuro de hidrógeno o un dispersante de cera y donde la fase acuosa está distribuida en la fase oleosa en forma de gotitas que tienen un diámetro del orden de 1 a 1000 nm o en forma de microdominios que tienen al menos una dimensión de longitud, ancho o espesor del orden de 1 a 1000 nm.

2.- Una microemulsión según la reivindicación 1, caracterizada porque el primer surfactante es un surfactante aniónico teniendo un sulfato como grupo de cabeza y el segundo surfactante es un surfactante aniónico teniendo un sulfosuccinato, fosfato o sulfonato como grupo de cabeza o es un surfactante no iónico.

3.- Una microemulsión según cualquiera de las reivindicaciones 1 y 2, caracterizada porque la fase acuosa está distribuida en la fase oleosa en forma de gotitas que tienen un diámetro medio del orden de 50 a 250 nm.

4.- Una microemulsión según cualquiera de las reivindicaciones 1 y 2, caracterizada porque la fase acuosa está distribuida en la fase oleosa en forma de

240
243

microdominios que tienen al menos una dimensión de longitud, ancho o espesor del orden de 50 a 500 nm,

5.- Una microemulsión según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizada porque la fase acuosa comprende además un disolvente miscible en agua seleccionado del grupo consistente en metanol, etanol, n-propanol, isopropanol, n-butanol, isobutanol, terc-butanol, butilmonoglicoléter, butildiglicoléter, butiltriglicoléter, monobutiléter de etilenglicol y etilenglicol.

6.- Una microemulsión según la reivindicación 5, caracterizada porque la cantidad de disolvente miscible en agua que está presente en la fase acuosa es de 0,5 a 30% en peso basado en el peso total de agua y disolvente miscible en agua en la fase acuosa.

7.- Una microemulsión según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizada porque la fracción en volumen de la fase acosa en la microemulsión es de 10 a 40%.

8.- Una microemulsión según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizada porque la cantidad de surfactante presente en la microemulsión es de 1 a 20% en peso basado en el peso total de la microemulsión.

9.- Una microemulsión según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizada porque la cantidad del producto químico es de 1-25% p/p de la fase acuosa.

Reivindicaciones 12-17 (ELIMINADAS)

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO**DIVISION DE NUEVAS CREACIONES**

Radicación No.

00-48492

Clasificación internacional

C 09 K 7/02

Como resultado del examen definitivo, realizado con fundamento en el artículo 48 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le comunica

1) Documentos estudiados:

a) Para el presente estudio se tendrán en cuenta el capítulo descriptivo, comprendido en los folios 223 a 241 de la solicitud en estudio. Se aceptan las modificaciones realizadas por el solicitante a este capítulo ya que no implican ampliación de la solicitud inicial.

b) Para el presente estudio se tendrá en cuenta el capítulo reivindicatorio que comprende 17 reivindicaciones en los folios 63 a 64 de la solicitud en estudio. No se aceptan las modificaciones realizadas por el solicitante a este capítulo ya que:

i) De acuerdo al objeto de la solicitud contemplado en la descripción inicial, el solicitante afirma que

(1) "...esta invención se relaciona con microemulsiones de agua en aceite y, particular, con el uso de microemulsiones de agua en aceite para el despliegue de productos químicos solubles o dispersables en agua de utilidad en la explotación de yacimientos de petróleo o gas..."

(2) "...Entre los productos químicos para yacimientos de petróleo se encuentran los inhibidores para formación de incrustaciones..." y explica el problema al emplear cierres temporales del pozo al inyectar inhibidor de corrosión de forma tradicional.

(3) Luego afirma el solicitante que "...se ha encontrado ahora un medio y un método para incrementar la eficacia de productos químicos para la explotación de yacimientos de petróleo o gas, en particular inhibidores de la formación de incrustaciones, para permitir con ello una disminución de la frecuencia de las operaciones de compresión / cierre temporal y el incremento de la tasa de producción de petróleo /gas ..."

(4) Luego el solicitante hace una afirmación "...la presente invención de relaciona con una micro emulsión que comprende (i)

una fase oleosa, (ii) una fase acuosa que comprende una solución acuosa de un producto químico soluble en agua para la explotación de un yacimiento de petróleo o de gas o una dispersión acuosa de un producto químico dispersable en agua para la explotación de un yacimiento de petróleo o de gas y (iii) al menos un surfactante, en donde la fase acuosa está distribuida en la fase oleosa en forma de gotitas que tienen un diámetro del orden de 1 a 1.000 nm o en forma de micro dominios que tienen al menos una dimensión de longitud, ancho y espesor del orden de 1 a 1000 nm."

(5) Continúa el solicitante "...la ventaja más importante es que el despliegue de un producto químico de explotación en una emulsión de agua en aceite aumenta la eficacia del producto químico de explotación al reducir el número de operaciones de compresión y cierre temporal. Esto es debido a que la "encapsulación" o protección del producto químico en un punto más profundo en la formación de rocas (cerca de la región de la perforación del pozo y la baja tensión interfacial de la microemulsión actúa para separar petróleo de las superficies de la formación de roca porosa, para exponer así una mayor cantidad de área superficial para que el producto químico de la explotación se absorba en la misma o se precipite sobre la misma ..."

(6) Luego el solicitante da las características de la fase oleosa y la fase acuosa y cualquier tipo de surfactante.

(7) Por último da ejemplos de a que tipos de compuestos químicos podría servir la emulsión objeto de la solicitud.

De lo anterior se tiene que el objeto de la solicitud es una micro emulsión que comprende (i) una fase oleosa, (ii) una fase acuosa que comprende una solución acuosa de un producto químico soluble en agua para la explotación de un yacimiento de petróleo o de gas o una dispersión acuosa de un producto químico dispersable en agua para la explotación de un yacimiento de petróleo o de gas y (iii) al menos un surfactante, en donde la fase acuosa está distribuida en la fase oleosa en forma de gotitas que tienen un diámetro del orden de 1 a 1.000 nm o en forma de micro dominios que tienen al menos una dimensión de longitud, ancho y espesor del orden de 1 a 1000 nm." Todo el sustento que da el solicitante lo da a la presentación en emulsión. Es decir, que de acuerdo a lo que se encuentra en la descripción, el solicitante pretende proteger una presentación en microemulsión. Lo importante allí es la microemulsión, no el tipo de producto químico empleado. Nótese como los ejemplos van relacionados al uso de la emulsión en comparación con el producto químico aplicado sin microemulsión. Lo relevante NO ES EL TIPO DE PRODUCTO QUÍMICO A EMPLEAR. LO IMPORTANTE ES LA FORMA DE PRESENTACIÓN EN MICROEMULSIÓN.

Por lo anterior no se puede aceptar un nuevo capítulo donde lo que se quiere proteger como nuevo es el tipo de producto a emplear cuando lo que muestra en la descripción como nuevo es la presentación en emulsión sin importar que tipo de producto se trate.

Así se expresa en el folio 232: "...la cantidad usada de producto químico de producción...dependerá de la naturaleza del producto químico usado y de su finalidad perseguida..." Es decir, no es lo relevante.

- ii) No se puede colocar como característico el resultado a alcanzar. El solicitante coloca como objetivo a lograr: "el despliegue de productos químicos solubles o dispersables en agua de utilidad en la explotación de yacimientos de petróleo o gas..." Y en la reivindicación principal coloca como lo característico productos químicos solubles o dispersables en agua de utilidad en la explotación de yacimientos de petróleo o gas. No se puede aceptar.
- iii) El nuevo capítulo continúa sin tener soporte en la descripción y el solicitante no realizó ninguna corrección a la objeción planteada en el anterior requerimiento técnico. Allí se decía que *"...Las reivindicaciones no encuentran soporte en la descripción. Como se observa en la reivindicación 1, el solicitante quiere que se le proteja una micro emulsión con ciertas características, que son las mismas que en el folio 52 dice el mismo solicitante son conocidas. Existe una clara contradicción."* El solicitante no realizó ninguna corrección y mantuvo el error.

Por todo lo anterior, no es posible aceptar el nuevo capítulo reivindicatorio, ya que no encuentra sustento en la descripción y coloca como característico el resultado a alcanzar

c) Conforme lo establece los artículos 9, 10 y 11 de la decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, la presente solicitud en estudio fue presentada el 28 de junio de 2000, y en el momento de la radicación SI se reclamo prioridad de la primera solicitud presentada en Gran Bretaña GB9915214.2. ✓

d) Para el presente estudio se tendrán en cuenta los argumentos del solicitante en respuesta al concepto técnico número 663, en los folios 213 a 220 de la solicitud en estudio.

2) Objeto de la invención

a) Las reivindicaciones 1 a 17 de la solicitud en estudio se refieren a una micro emulsión que comprende (i) una fase oleosa, (ii) una fase acuosa que comprende una solución acuosa de un producto químico soluble en agua para la explotación de un yacimiento de petróleo o de gas o una dispersión acuosa de un producto químico dispersable en agua para la explotación de un yacimiento de petróleo o de gas y (iii) al menos un surfactante, caracterizada porque la fase acuosa está distribuida en la fase oleosa en forma de gotitas que tienen un diámetro del orden de 1 a 1.000 nm o en forma de micro dominios que tienen al menos una dimensión de longitud, ancho y espesor del orden de 1 a 1000 nm.

b) El anterior producto busca mejorar la explotación de yacimientos de hidrocarburos.

- c) Según la Clasificación Internacional de Patentes, la codificación para esta solicitud corresponde a C 09 K 7/002

3) Claridad de la Solicitud

- a) El artículo 30 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina establece que

"Las reivindicaciones definirán la materia que se desea proteger mediante la patente. Deben ser claras y concisas y estar enteramente sustentadas por la descripción. Las reivindicaciones podrán ser independientes o dependientes. Una reivindicación será independiente cuando defina la materia que se desea proteger sin referencia a otra reivindicación anterior. Una reivindicación será dependiente cuando defina la materia que se desea proteger refiriéndose a una reivindicación anterior. Una reivindicación será dependiente cuando defina la materia que se desea proteger refiriéndose a una reivindicación anterior.- Una reivindicación que se refiera a dos o más reivindicaciones anteriores se considerará reivindicación dependiente múltiple."

El capítulo reivindicatorio no es claro toda vez que:

- i) No se encuentra correctamente redactado. Dadas las muchas explicaciones que da el solicitante en las reivindicaciones, se torna confuso el identificar el objeto a ser protegido. Por su estructura todas las reivindicaciones deben constar de dos partes. Una primera parte, el preámbulo, sirve para situar el objeto de la invención dentro de un contexto técnico, es lo que se conoce y sobre lo que no se reclama ningún privilegio. Si el solicitante en esta parte afirma que quiere proteger una micro emulsión, no es necesario que explique que comprende una fase acuosa, una fase oleosa y por lo menos un surfactante, pues todas las micro emulsiones tienen esas características y un técnico medio lo sabe. Además, si se habla de un producto químico dispersable en agua, se puede afirmar que dicho producto es soluble en agua. Por lo tanto ese preámbulo largo tedioso y confuso, se entenderá que queda reducido a "Micro emulsión que incorpora un producto químico soluble en agua para mejorar la explotación de un yacimiento de petróleo o de gas, caracterizado por..." Se entenderá, por lo encontrado en la descripción, que la segunda parte (o parte característica, que define lo que se considera novedoso y se desea proteger), consiste en la distribución de la fase acuosa en la fase oleosa.
- ii) Se entenderá, por el contenido del folio 214, que el solicitante desiste de las reivindicaciones 12 a 17.
- iii) Las reivindicaciones no encuentran soporte en la descripción. Como se observa en la reivindicación 1, el solicitante quiere que se le proteja una micro emulsión con ciertas características, que son las mismas que en el folio 52 dice el mismo solicitante son conocidas. Existe una clara contradicción.

De acuerdo a lo anterior, el capítulo reivindicatorio no cumple con el requisito de claridad de acuerdo a lo establecido en el Art. 30 de la Decisión 486.

4) **Determinación del Estado de la Técnica**

El artículo 16 de la Decisión 486 de la Comisión establece:

“El estado de la técnica comprenderá todo lo que haya sido accesible al público por una descripción escrita u oral, utilización, comercialización o cualquier otro medio antes de la fecha de presentación de la solicitud de patente o, en su caso, de la prioridad reconocida.”

“Sólo para el efecto de la determinación de la novedad, también se considerará dentro del estado de la técnica, el contenido de una solicitud de patente en trámite ante la oficina nacional competente cuya fecha de presentación o de prioridad fuese anterior a la fecha de presentación o de prioridad de la solicitud de patente que se estuviese examinando, siempre que dicho contenido este incluido en la solicitud de fecha anterior cuando ella se publique o hubiese transcurrido el plazo previsto en el artículo 40.”

Consultadas las bases de datos y los archivos con que cuenta la entidad, especialmente bajo las clasificaciones **C 09 K 7/02** y las más cercanas a ellas, se encontró que antes del 29 de junio de 1999 (fecha para determinar el estado de la técnica) habían sido publicados los documentos que se enumeran en la siguiente tabla los cuales se relacionan con micro emulsiones.

De acuerdo con o establecido en el artículo 16 se determinó el estado de la técnica y se encontró el siguiente antecedente:

Nº	Documento	Título	Fecha de Publicación
D1	US 5186257	Polymers useful in the recovery and processing of natural resources	16.02.1993
D2	US 4741399	Oil recovery process utilizing gravitational forces	03.05.1988
D3	US 4681912	Process for manufacturing inverse microlatices of water soluble copolymers, the resultant inverse microlatices and their use for improving the production of hydrocarbons	21.07.1987
D4	US 4012329	Water in oil micro emulsion drilling fluids	15.03.1977
D5	US 3688851	Treating subsurface formations	05.09.1972
D6	US 3670816	Oil recovery process	20.06.1972
D7	US 3254714	Use of micro emulsions in miscible type oil recovery procedure	07.06.1966

5) Evaluación de los requisitos de patentabilidad

El artículo 14 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina establece:

"Los Países Miembros otorgarán patentes para las invenciones, sean de producto o procedimiento, en todos los campos de la tecnología, siempre que sean nuevas tengan nivel inventivo y sean susceptibles de aplicación industrial".

En cumplimiento con este artículo, se procedió a evaluar los requisitos de novedad, nivel inventivo y aplicación industrial con el fin de establecer la patentabilidad de la invención reivindicada en la solicitud en estudio.

a) Evaluación del Nivel Inventivo

El art. 18 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina establece:

"Se considerará que una invención tiene nivel inventivo, si para una persona del oficio normalmente versada en el arte en la materia técnica correspondiente, esa invención no hubiese resultado obvia ni se hubiese derivado de manera evidente del estado de la técnica".

El documento **D1 US 5186257** muestra una serie de polímeros empleados en yacimientos, los cuales son aplicados en forma de micro emulsión. Todo lo que muestra la presente solicitud se puede derivar de D1. El solicitante afirma que D1 no revela la introducción de una microemulsión preformada en un pozo de producción: De acuerdo a como se encuentra el capítulo reivindicatorio, esto tampoco es lo que quiere proteger el solicitante. Además, D1 sí habla de la introducción de la microemulsión en pozos. Continúa diciendo el solicitante que D1 se refiere a cualquier polímero. Efectivamente cualquier polímero se puede aplicar en microemulsión y afecta directamente al presente documento. Continúa diciendo que no se deduce si el polímero soluble en agua puede ser considerado como un inhibidor de (i) corrosión (ii) formación de incrustaciones (iii) formación de hidratos gaseosos (iv) cera (v) deposición de asfaltenos. Cómo se dijo anteriormente, en la descripción esto no es lo que el solicitante considera como lo novedoso. El documento D1 relaciona el empleo de microemulsiones para hacer llegar polímeros útiles al fondo del pozo. Sin embargo, y aunque no aplica, en el folio 117 y siguientes se encuentran muchos usos que el solicitante dice que no están pero en realidad si se encuentran. Afirma el solicitante que D1 solo habla de polímeros en general, incluso de polímeros de n-vinil amida pero no de los polímeros reclamados en la solicitud colombiana. En la columna 8 se relacionan los posibles polímeros que entrarían en el objeto de dicha invención. Además, y como ya se mencionó, el objeto de la solicitud colombiana no es proteger dichos compuestos si no la presentación en emulsión para introducir en pozos cualquier tipo de polímero. Por último, afirma el solicitante que D1 no hace referencia al tamaño de gotas, "es

parte de la esencia de la invención de la presente solicitud..." Se le informa al solicitante que por definición una microemulsión tiene ese tamaño de gotas. Por consiguiente, cuando en D1 se habla de microemulsiones se refieren específicamente al mismo tamaño de gotas que el solicitante pretende proteger. En cualquier libro de texto puede encontrar esta definición. En consecuencia las afirmaciones del solicitante no tienen sustento.

D2 US 4741399 revela métodos donde la inyección de compuestos (algunos enumerados en la presente solicitud) mejora el rendimiento de pozos de hidrocarburos. Combinando este documento con uno cualquiera de los demás documentos citados se permite llegar a lo que el solicitante desea proteger para Colombia. El solicitante afirma que en D2 nunca se revelan microemulsiones donde la fase acuosa es una solución acuosa. Es absurda la afirmación del solicitante. Es evidente que la fase acuosa debe ser una solución acuosa o agua. Además en las columnas 3 y 4 se revela la forma de emplear microemulsiones.

D3 US 4681912 muestra micro emulsiones de copolímeros solubles en agua dentro de una fase oleosa junto con surfactante(s) que mejoran las características de los pozos de hidrocarburos. Partiendo de D3, un técnico medio puede llegar a lo que se quiere proteger en la presente solicitud.

Igualmente **D4 US 4012329** muestra micro emulsiones como las esbozadas en la presente solicitud y que también se usan en perforaciones de hidrocarburos. Se evidenciaría la presente solicitud partiendo de D4. Muchas de las ventajas que teóricamente obtiene el solicitante ya habían sido descubiertas por la anterioridad. El solicitante argumenta que los aditivos que relaciona D4 son diferentes a los que se definen en la nueva reivindicación 1. Como la nueva reivindicación no fue aceptada, el argumento no es válido.

D5 US 3688851 o D6 US 3670816 mencionan emulsiones que cumplen con el mismo objetivo propuesto en la presente solicitud. Al combinar uno de estos documentos con otro cualquiera de los enumerados se encuentra lo que el solicitante desea proteger para Colombia. De acuerdo a lo que afirma el solicitante, D5 y D6 son nuevas en virtud de la nueva reivindicación. Sin embargo, no se acepta dicha nueva reivindicación por lo que D5 y D6 siguen afectando la presente solicitud.

D7 US 3254714 también revela el uso de micro emulsiones para el tratamiento de pozos. El solicitante está de acuerdo con esta oficina en que dicho documento afecta la presente solicitud y que por eso modifica y presenta nuevas reivindicaciones. Como las nuevas reivindicaciones no fueron aceptadas, D7 continua afectando a la presente solicitud.

b) Resumen

En conclusión los requisitos de patentabilidad de la presente solicitud se podrían ver afectados así:

Nº	Documento	Reivindicaciones afectadas	Requisit que afecta
D1	US 5186257	1 - 17	Nivel inventivo
D2	US 4741399	1 - 17	Nivel inventivo
D3	US 4681912	1 - 17	Nivel inventivo
D4	US 4012329	1 - 17	Nivel inventivo
D5	US 3688851	1 - 17	Nivel inventivo
D6	US 3670816	1 - 17	Nivel inventivo
D7	US 3254714	1 - 17	Nivel inventivo

6) Concepto Técnico

En consecuencia y por todo lo expuesto anteriormente, se recomienda **NEGAR** el privilegio solicitado para las reivindicaciones 1 a 17 de los folios 63 a 64.

Bogotá, D. C., 26 de agosto de 2005

Concepto Técnico Nº	EXAMINADOR TÉCNICO Código No.	EXAMINADOR JURÍDICO Código No.
1275	202003	