

REPUBLICA DE COLOMBIA

SIC SUPERINTENDENCIA
DE INDUSTRIA Y COMERCIO

DIVISION DE NUEVAS CREACIONES



SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO
Radicacion : 03848492 8080228 Folios: 19
Fecha (AND): 2888-06-28 15:43:58
Tramite : 882 PATENTES D 1 REGISTRO/ 411 PRESENTES
Dependencia: 2828 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

DATOS DEL SOLICITANTE

(71) Nombre y Apellidos o Razón Social

1) BP EXPLORATION OPERATING COMPANY LIMITED

Nº de Identificación

Representante Legal (Persona Jurídica)

País de Domicilio

INGLATERRA

Departamento o Estado

Ciudad

1) LONDRES

Dirección

1) BRITANNIC HOUSE, 1 FINSBURY CIRCUS, LONDON
EC2M 7BA, INGLATERRA

(74) DATOS DEL APODERADO

Nombre

DILIA MARIA RODRIGUEZ D'ALEMAN

Dirección

Carrera 11 numero 93-43 oficina 404, Santafe de Bogotá, S.A.

DATOS DEL INVENTOR Son (2) Inventores Nacionalidad

(72) Nombre del Inventor (es)

1) IAN RALPH COLLINS, Británica
2) ISABELLE VERVOORT, Británica

Dirección y Domicilio

1) 44 KENTON AVENUE, SUNBURY ON THAMES, MIDDLESEX TW16 5
AR, INGLATERRA
2) 50 ESSLEMONT AVENUE, ABERDEEN, AB25 1 SQ, ESCOCIA

Identificación

DATOS DE LA PATENTE DE INVENCION

(54) Título de la Invención 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.

PRIORIDAD REIVINDICADA

Sí ☒

No ☐

(33) GRAN BRETAÑA

(32) JUNIO 29, 1999

(31) Nº Solicitud 9915214.2

Fuente Normativa: Convenio de París Art.4º

CLASIFICACION INTERNACIONAL

C09K 7/02

SOLPA347

CCR/ SRR



2

Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO

Radicacion : 63040492 00000003

Folios: 19

Fecha (AND): 2000-06-28 15:43:58

Tramite : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 411 PRESENTAC

Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

NIT : 800176039-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 40,326
FECHA : JUNIO 28 DE 2000

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	SUCURSAL	CUENTA	Nº. PASO	VR. PAGO
MARKET MODET Y CO. COLOMBIA	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	BOGOTA	050-00110-6	1717445	1,896,000.00

***** CONCEPTO *****

INT. RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1 50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	608,000.00
	TOTAL :	608,000.00

MON: SEISCIENTOS OCHO MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____



Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5 y 10
Conmutador: 334 12 21
Fax: 281 31 25
Santa Fe de Bogotá, D.C., Colombia

RESUMEN CON EL OBJETO Y LA FINALIDAD DE LA INVENCION

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

ANEXOS DE LA SOLICITUD

Certificado de Existencia y Representación Legal cuando el solicitante sea Persona Jurídica	☒
Actas debidamente otorgados, o mención de su protocolización ante la S.I.C. 17548	☒
Recibo de la tasa respectiva	☒
Si se reivindica prioridad, el certificado respectivo (copia legalizada)	☐
Traducción oficial	☐
Capítulo descriptivo	☒
Dibujos, planos necesarios	☐
Capítulo reivindicatorio	☒
Tarjeta archivo propietario según formato	☒
Tarjeta archivo temático según formato	☒
Extracto para resumen o para publicación según formato	☒
Arte final 12 x 12 cms	☐

S LICIT LA CONCESION DE LA PATENTE DE INVENCION Y DECLARO QUE LA INVENCION ES NUEVA Y DE MI PROPIEDAD


FIRMA DEL APODERADO

C.C. 41.654.882 TP N° 20824 CSJ

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 procesamiento 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 período 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 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 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 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.

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, 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, monobutíler 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.

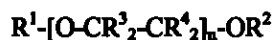
La fracción en volumen de la fase acuosa en la microemulsión es en general de 1-50%, con preferencia 10 a 40% y más preferentemente de 23 a 30%.

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. Contraciones 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:

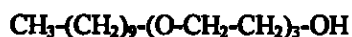


I

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 C_1-C_4 , un haluro, OH y OR^5 (en donde R^5 es un grupo alquilo, preferentemente un grupo alquilo C_1-C_4). Con preferencia, los grupos R^3 y R^4 se eligen entre H o metilo, más preferentemente H.

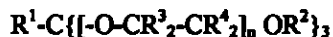
Ejemplos de surfactantes adecuados de fórmula (I) incluyen:



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



II



III

en donde R^1 , R^2 , R^3 , R^4 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 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 hidroxi- o 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 poliaminometilénfosfonatos con 2-10 átomos de N, por ejemplo, cada uno de ellos portando al menos un grupo ácido metilénfosfónico; ejemplos de estos últimos son tetra(metilénfosfonato) de etilendiamina, penta(metilénfosfonato) de dietilentriamina y los polimetilénfosfonatos 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 polioxialquilenos 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 barrido 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% p/p de la fase acuosa, adecuadamente de 5-15% p/p, con preferencia de 6-10% p/p. Dentro de estas gamas, la cantidad usada dependerá de la naturaleza del producto químico usado y de su finalidad perseguida.

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.

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 a 10, tal como de 0,5 a 5 cps a una temperatura de 50°C, para permitir que la microemulsión pueda ser bombeada fácilmente descendientemente 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 descendientemente 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 30 a 4000 bbls. 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 descendientemente 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 relleno en seco con una mezcla de arena y cuarzo en polvo, malla ≥ 250 , de 4 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 bares 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 effluente 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 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 effluente 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.

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)
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

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

2.- Una microemulsión según la reivindicación 1, 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.

3.- Una microemulsión según la reivindicación 1, caracterizada porque la fase acuosa está distribuida en la fase oleosa en forma de microdominios que tienen al menos una dimensión de longitud, ancho o espesor del orden de 50 a 250 nm.

4.- 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, monobutíler de etilenglicol y etilenglicol.

5.- Una microemulsión según la reivindicación 4, caracterizada porque la cantidad de disolvente miscible en agua que está presente en la fase acuosa es de 5 a 30% en peso basado en el peso total de agua y disolvente miscible en agua en la fase acuosa.

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

7.- Una microemulsión según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizada porque el surfactante es un surfactante aniónico o un surfactante no iónico.

8.- Una microemulsión según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizada porque la microemulsión comprende dos surfactantes.

9.- 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.

10.- Una microemulsión según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizada porque el producto químico para la explotación del yacimiento de petróleo o gas es:

(a) un inhibidor de: (i) corrosión, (ii) formación de incrustaciones, (iii) formación de hidratos gaseosos, (iv) deposición de cera o (v) deposición de asfaltenos; o

(b) es (i) un barredor de sulfuro de hidrógeno o (ii) un dispersante de cera.

11.- 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.

12.- 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, caracterizado porque comprende pasar una microemulsión según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 11 descendientemente por un pozo de producción y a continuación al interior de la formación.

13.- 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, reduciendo el número de operaciones de compresión y de cierre temporal necesarias para aumentar la tasa de producción del pozo de petróleo o de gas, caracterizado porque comprende:

- A) inyectar, en una matriz de formación de roca portadora de petróleo o de gas, una microemulsión según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 11;
- B) una vez inyectada la microemulsión, opcionalmente inundar a fondo la formación de roca portadora de petróleo o gas con un aceite; y
- C) a continuación, cerrar temporalmente el pozo durante un período de tiempo.

14.- Un método según la reivindicación 13, caracterizado porque comprende una etapa de inundación previa en donde se introduce un aceite en la matriz de formación de roca portadora de petróleo antes de inyectar la microemulsión.

15.- Un método según la reivindicación 13 ó 14, caracterizado porque el aceite usado para la inundación a fondo se elige entre diesel, biodiesel, queroseno, petróleo crudo o petróleo producido por el pozo que está siendo tratado.

16.- Un método según cualquiera de las reivindicaciones 13 a 15, caracterizado porque la cantidad de aceite usado en la inundación a fondo del pozo de petróleo o de gas es del orden de 10 a 4.000 bbls.

17.- Uso de una microemulsión según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 11 para aumentar la eficacia, en una formación de roca, de un producto químico para la explotación de un yacimiento de petróleo o gas.

RESUMEN

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

RETIRO FOLIOS 18 y 19

DE TARJETAS

RECIBO

(VER EXTRACTO
AL RESPALDO)

RETIRO EXTRACTO

DE FOLIO 17

RECIBO


REQUISITOS MINIMOS PARA ADMISION A TRAMITE
PATENTE DE INVENCION
MODELO DE UTILIDAD []

- Nombre e identificación del Solicitante []
- Nombre e identificación del Inventor []
- Título o nombre de la Invención []
- Descripción []
- Reivindicaciones []
- Resumen []
- Comprobante de Pago []

COMPLETA []

INCOMPLETA []

DISEÑO INDUSTRIAL []

- Nombre e identificación del peticionario []
- Nombre e identificación del inventor o diseñador []
- Indicación del género de productos para los cuales debe utilizarse []
- Representación gráfica []
- Comprobante de pago []

COMPLETA []

INCOMPLETA []

Firma Responsable

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO
 Radicación : 80048492 82080828 Folios: 19
 Fecha (RAD): 2008-06-28 15:43:58
 Fecha: Trámite : 002 PATENTES 0 1 REGISTRO/ 411 PRESENTAC
 Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

Carrera 13 No. 27-00 Piso 5 y 10
 Conmutador: 334 12 21-2-3-4
 Fax: 281 31 25 e-mail: info@sic.gov.co
 Santa Fe de Bogotá D.C. - Colombia

INFORME DE PROTOCOLO

Expediente 00-48492.

Fecha: 30 de Junio del 2000.

Se certifica que:

Desde fecha 19 Junio de 1997,
del folio 91731 al folio 91737 del
libro de Protocolo N° 315, obra el poder
N° 17548 conferido por BP
EXPLORATION OPERATING COMPANY LIMITED

domiciliado(a) en
Londres, Inglaterra
al doctor DILIA MARIA
RODRIGUEZ D.ALEMAN y/o CLAUDIA LUCIA CARO
RAMIREZ

Representante en Santafé de Bogotá D.C. El
mismo

Facultad para desistir Si

Revisado

Carrera 13 N° 27-00 Pisos 5° y 10°
Conmutador 334 1221-2-3-4
Fax 281 3125
Santafé de Bogotá, D.C. - Colombia

DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

PRIMER EXAMEN DE FORMA

EXPEDIENTE 00-48492

Practicado el examen jurídico de acuerdo con lo establecido en el art. 21 de la Decisión 344 se determinó que esta solicitud de Patente de Invención:

SI ☒ NO ☐ NO APLICABLE ☐ Presentó los poderes necesarios en forma correcta (Decisión 344, art. 14-a).

SI ☒ NO ☐ NO APLICABLE ☐ Acreditó, en forma correcta, la existencia y representación de la persona jurídica solicitante (art. 14-c de la Decisión 344; literal g) del art. 4 del Decreto 117/94).

SI ☒ NO ☐ NO APLICABLE ☐ Presentó, en forma correcta, el comprobante de pago por la tasa de presentación establecida (art. 13-f de la Decisión 344 y la Resolución 02 del 4 de Enero del 2000)

SI ☒ NO ☐ EXTEMPORANEAMENTE ☐ Reivindicó prioridad, dentro del plazo y de acuerdo con lo previsto en el Artículo 4 del Convenio de Paris.

SI ☐ NO ☒ NO APLICABLE ☐ Presentó copia, certificada su conformidad por la Administración que recibió la solicitud de la cual reivindica prioridad, al momento de radicar la solicitud nacional.

SI ☐ NO ☒ NO APLICABLE ☐ Presentó la traducción del capítulo reivindicatorio de la solicitud de la cual se reivindica prioridad (Art. 4, D-3 Convenio de Paris; Concepto: 5 de enero de 1999 S.I.C.).

SI ☐ NO ☒ CUMPLE LOS REQUISITOS JURIDICOS

OBSERVACIONES JURÍDICAS CONVENIO DE PARIS: Deberá presentar copia certificada su conformidad por la Administración que recibió la solicitud de la cual reivindica prioridad, en cualquier momento dentro del plazo de tres (3) meses, contados a partir de la fecha de depósito de la solicitud posterior. La omisión de esta formalidad implicará la pérdida del derecho de prioridad.

En consecuencia, se conceptúa que esta solicitud:

SI ☐ NO ☒ Se ajusta a los aspectos FORMALES indicados en la Decisión 344 y por tanto,

SI ☐ NO ☒ Se recomienda PUBLICAR el extracto correspondiente.

Santafé de Bogotá, D.C., 30 de Junio del 2000

EXAMINADOR JURIDICO.
202022

24
20

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
SEGUNDO EXAMEN DE FORMA

PRIMER EXAMEN DE FORMA

Radicación No 00-48492

Concepto Técnico No 1403 Clasificación Internacional de Patentes C09K 7/02
E21B 43:16

Practicado el examen de acuerdo a lo establecido en el Art. 21 de la Decisión 344 se determinó que esta solicitud de **Patente de Invención**:

- SI ☒ NO ☐ Contiene la identificación correcta del inventor (Art.8, Art.13-a).
- SI ☒ NO ☐ Contiene la identificación correcta del solicitante (Artículo 13-a).
- SI ☒ NO ☐ Contiene el resumen con el objeto y finalidad de la invención en forma correcta (Art.13-e).
- SI ☒ NO ☐ Contiene el título o nombre de la invención en forma correcta (Art.13-b).
- SI ☒ NO ☐ Contiene la descripción clara y completa de la invención (Art.13-c).
- SI ☐ NO ☐ Contiene los dibujos correctos (Art.14-c junto con el literal d) del Art. 4 del Dto. 117 del 94).
- SI ☐ NO ☒ Contiene las unidades de medida en el sistema exigido (Art.14-c junto con el Decreto 3464 del 26 de diciembre de 1980).
- SI ☐ NO ☒ Contiene una o más reivindicaciones, en forma correcta, que precisen la materia para la cual se solicita la protección mediante la patente (Art.13-d).
- SI ☒ NO ☐ Contiene el extracto de acuerdo con el literal c) del artículo 4 del Dto. 117 /94.
- SI ☐ NO ☐ Contiene el arte final del dibujo característico de acuerdo con el literal c) del artículo 4 y el artículo 27 del Dto. 117 /94.
- SI ☒ NO ☐ Contiene la tarjeta del Archivo Temático [formato P-104] en forma correcta (Art.14-c junto con el literal b) del artículo 4 del Dto. 117 /94).
- SI ☒ NO ☐ Contiene la tarjeta del Archivo de Propietarios [formato P-105] en forma correcta (Art.14-c junto con el literal b) del artículo 4 del Dto. 117 /94).
- SI ☐ NO ☒ **CUMPLE LOS REQUISITOS TÉCNICOS**

OBSERVACIONES Y OTROS: SI ☒ NO ☐.

En el país el uso no es patentable por lo cual no es válida la reivindicación 17 la cual debe redactarse de forma tal que no se proteja el uso de la microemulsión sino la microemulsión como tal.

El documento de patente constituye un documento universal por lo que es conveniente aplicar una nomenclatura y simbología estandar, se ha optado por emplear, en la designación de unidades el Sistema Internacional por lo cual debe tenerse en cuenta las unidades correspondientes a este, por ejemplo en el folio 9 se presenta la viscosidad de la microemulsión en cps (centipoises) los cuales a pesar de ser una unidad de viscosidad no corresponden al S. I. Favor presentar esta y todas las unidades en S. I.

Favor explicar bbls y en el folio 10 donde dice de4Fluka.

EXAMINADOR TÉCNICO
Código 202025

DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES

EXPEDIENTE 00-48492

AUTO 2273

LA JEFE DE DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES

DISPONE:

ARTICULO PRIMERO: Reconocer personería a la doctora DILIA MARIA RODRIGUEZ D'ALEMAN, como apoderada de la Sociedad solicitante, en los términos y para los efectos del poder conferido.

ARTICULO SEGUNDO: Conforme lo establece el artículo 22 de la Decisión 344 de la Comisión del Acuerdo de Cartagena, requiérsele al solicitante, para que dentro del plazo de treinta (30) días hábiles siguientes a la fecha de notificación del auto, presente respuesta a las observaciones o complementé los antecedentes señalados en el examen de forma.

ARTICULO TERCERO: Notificar por estado el presente auto, advirtiéndole que contra el no procede recurso alguno en la vía gubernativa.

NOTIFIQUESE Y CUMPLASE

Dado en Santafé de Bogotá D.C., a los _____

29 AGO. 2000

LA JEFE DE LA DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES,

ALIX CARMENZA CESPEDES DE VERGEL

NOTIFICADO POR ESTADO

Santafé de Bogotá D.C.,

notificado por anotación en estado de esta misma fecha.

29 AGO 2000

VENCIMIENTO NOTIFICACION ESTADO

SOLICITO PRORROGA TERMINO SI _____ NO _____

VENCIMIENTO TERMINO PRORROGA

Carrera 13 N° 27-00 Pisos 5° y 10°
Conmutador 334 1221-2-3-4
Fax 281 3125
Santafé de Bogotá, D.C. - Colombia