

Am

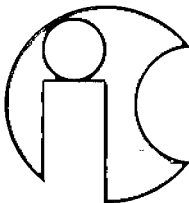
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 14-039861- -00000-0000

Fecha: 2014-02-25 16:52:43
Tra. 11 PATENTEIYII
Act. 411 PRESENTACION

Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Eve: 378 FASENACIONALI
Folios: 78 71



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

DELEGATURA DE PROPIEDAD INDUSTRIAL

División de Nuevas Creaciones

SOLICITUD
PATENTE DE INVENCION

21. EXPEDIENTE No. _____

54. TÍTULO _____
RECUPERACION DE PETROLEO CRUDO

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL _____

71. SOLICITANTE _____
OILFLOW SOLUTIONS HOLDINGS LIMITED

DOMICILIO _____
WIGAN, LANCASHIRE, REINO UNIDO

74. APODERADO _____
LUZ CLEMENCIA DE PAEZ
CC. 35.456.344 de Usaquén

22. BOGOTÁ, D.C., _____

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO  No. 14-039861- -00000-0000 Fecha: 2014-02-25 16:52:43 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI Act. 411 PRESENTACION Folios: 70 <i>71</i>
--	---

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL -PCT

1	TIPO DE SOLICITUD	☒ Patente de invención ☐ Patente de Modelo de Utilidad ☒ Capítulo I ☐ Capítulo II
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)	
Solicitud Internacional No.		PCT/GB2012/051762
Publicación Internacional No.		WO 2013/017838 A1
Fecha		2012/07/23
Fecha		2013/02/07
3	TÍTULO DE LA INVENCIÓN	
RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO		
4	CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL (CIP)	
C09K 008/588		
5	SOLICITANTE (S) ☐ Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria	
APELIDOS O RAZÓN SOCIAL		NOMBRE
OILFLOW SOLUTIONS HOLDINGS LIMITED		IDENTIFICACIÓN
		TIPO
6	DATOS DEL SOLICITANTE	
DIRECCIÓN		c/o Fairhurst, Douglas Bank House, Wigan Lane, Wigan, Lancashire WN1 TB, Reino Unido
CIUDAD		Wigan, Lancashire
DEPARTAMENTO/ESTADO		
PAÍS DE RESIDENCIA		Reino Unido
No. TELÉFONO		3 47 36 11
CORREO ELECTRÓNICO		clientes@cavelier.com
NACIONALIDAD O LUGAR DE CONSTITUCIÓN		Reino Unido
7	INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria	
APELIDOS		NOMBRES
1. FLETCHER		Philip
2. FORSYTH		Jeffrey
3. JASKA		Cory
NACIONALIDAD		Británico
		Británico
		Canadiense
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:		
8	DATOS INVENTOR (ES)	
PAÍS RESIDENCIA		DEPARTAMENTO/ESTADO
1. Reino Unido		CIUDAD
		134 High Fernley Road, Wyke, Bradford, West Yorkshire BD12 8EX, Reino Unido.
2. Canadá		Calgary
		23 Arbour Estates NW, Calgary, Alberta T3G 3Z9, Canadá.
3. Canadá		Toronto
		4907 Bachelor Crescent NW, Toronto, Notario T2L IS9 Canadá.
OTRO(S) SOLICITANTE(S) Y/O (OTRO(S) INVENTOR(ES)		
☐ Los demás solicitantes y/o (demás) inventores se indican en una hoja a continuación.		
9	☐ REPRESENTANTE LEGAL ☒ APODERADO	
APELIDOS		NOMBRES
De Páez		Luz Clemencia
IDENTIFICACIÓN		C.C . 35.456.344 T.P . 23.555
DIRECCIÓN		Carrera 4ª No. 72-35
CIUDAD		BOGOTA
PAÍS		COLOMBIA
No. TELÉFONO		3 47 36 11
CORREO ELECTRÓNICO		cavelier@cavelier.com
No. RADICACIÓN DE PROTOCOLO DE PODER GENERAL		

10	DECLARACIONES DE PRIORIDAD ☒ SI ☐ NO			
(33) PAÍS DE ORIGEN		CÓDIGO PAÍS	(31) NÚMERO	(32) FECHA (AAAA/MM/DD)
Reino Unido		GB	1113229.7	2011/08/01
11	DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS			
<i>Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de recursos genéticos o biológicos de los que cualquiera de los países miembros de la Comunidad Andina es país de origen.</i>				
☐ SI ☐ NO				
Nota: En caso afirmativo deberá anexar copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, o certificado o número de registro, expedido por la Autoridad competente.				
12	DECLARACIÓN SOBRE USO DE CONOCIMIENTOS TRADICIONALES			
<i>Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de conocimientos tradicionales de comunidades indígenas, afroamericanas o locales de países miembros de la Comunidad Andina.</i>				
☐ SI ☐ NO				
Nota: En caso afirmativo deberá anexar la licencia o autorización de uso de conocimiento tradicional, o certificado, o número de registro expedido por la Autoridad competente.				
13	REDUCCIÓN DE TASAS			
<i>Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.</i>				
☐ SI ☐ NO				
Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.				
Micro, pequeñas y medianas empresas ☐				
Universidades públicas o privadas ☐				
Entidades sin ánimo de lucro ☐				
Debe aportar los documentos que se indican en el numeral 17 de anexos				
14	AUTORIZACIÓN DE NOTIFICACIÓN EN LÍNEA ☐ SI ☐ NO			
Manifiesto que he leído y entendido perfectamente los términos y condiciones de uso de medios electrónicos para las notificaciones en línea a través de Internet de los actos administrativos proferidos por la Superintendencia de Industria y Comercio que deben ser notificados personalmente y, en consecuencia, autorizo el servicio de notificación a través de internet.				
15	COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO	N° 14-0016080	Fecha 2014/02/12	
		N° 14-0019344	Fecha 2014/02/19	
16	FIRMA DEL SOLICITANTE, DEL APODERADO O DEL REPRESENTANTE LEGAL			
<i>Junto a cada firma, indicar el nombre del firmante y su calidad (si tal calidad no es obvia al leer el petitorio)</i>				
Nombre del Firmante LUZ CLEMENCIA DE PAEZ		Firma 		
C.C 35.456.344 de Usaquén		Tarjeta Profesional TP # 35456344		

17	ANEXOS
Documentación Técnica Solicitud Internacional en castellano 1. ☒ Descripción N° de folios: 40 2. ☒ Reivindicaciones N° Reivindicaciones: 35 3. ☒ Dibujos y/o figuras N° folios: 4 4. ☒ Resumen. 5. ☐ Certificado de depósito de material biológico si fuera el caso. 6. ☐ Listado de secuencias de nucleótidos y/o aminoácidos en forma digital si fuera el caso. 7. ☐ Arte final 12 x 12. 8. ☐ Anexo formato digital.	Documentación Jurídica 9. ☒ Poder de OILFLOW SOLUTIONS HOLDINGS LIMITED 10. ☐ Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante. 11. ☐ Copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, certificado o número de registro, si fuera el caso. 12. ☐ Copia de la licencia o autorización de Conocimientos Tradicionales, certificado o número de registro, si fuera el caso. 13. Reducción de tasas Micro, pequeñas o medianas empresas ☐ Copia simple de la declaración de renta del año inmediatamente anterior, o en su defecto prueba documental idónea. ☐ Documento de constancia de cumplimiento con lo establecido en la ley 905 de 2004. Universidades públicas o privadas ☐ Copia acto de reconocimiento institucional emitido por el Ministerio de Educación Entidades sin ánimo de lucro ☐ Copia de registro vigente en Cámara de comercio. ☐ Hoja de información complementaria. ☐ Otros, especificar 14. ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud por \$515.000. 15. ☐ Comprobante de pago por reivindicación de prioridad. 16. ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación. 17. ☒ Comprobante de pago por 25 reivindicaciones adicionales a 10 por \$775.000.

(12) INTERNATIONAL APPLICATION PUBLISHED UNDER THE PATENT COOPERATION TREATY (PCT)

(19) World Intellectual Property
Organization
International Bureau



(10) International Publication Number
WO 2013/017838 A1

(43) International Publication Date
7 February 2013 (07.02.2013)

(51) International Patent Classification:
C09K 8/588 (2006.01)

(21) International Application Number:
PCT/GB2012/051762

(22) International Filing Date:
23 July 2012 (23.07.2012)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
1113229.7 1 August 2011 (01.08.2011) GB

(71) Applicant (for all designated States except US): **OIL-FLOW SOLUTIONS HOLDINGS LIMITED** [GB/GB]; c/o Fairhurst, Douglas Bank House, Wigan Lane, Wigan, Lancashire WN1 2TB (GB).

(72) Inventors; and

(75) Inventors/Applicants (for US only): **FLETCHER, Philip** [GB/GB]; 134 High Fernley Road, Wyke, Bradford, West Yorkshire BD12 8EX (GB). **FORSYTH, Jeffrey** [GB/CA]; 23 Arbour Estates NW, Calgary, Alberta T3G 3Z9 (CA). **JASKA, Cory** [CA/CA]; 4907 Bachelor Crescent NW, Toronto, Ontario T2L 1S9 (CA).

(74) Agent: **APPLEYARD LEES**; 15 Clare Road, Halifax, West Yorkshire HX1 2HY (GB).

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of national protection available): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), European (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Published:

— with international search report (Art. 21(3))

(54) Title: **ENHANCED OIL RECOVERY**

(57) Abstract: A treatment formulation for use in enhanced oil recovery is described which includes a dispersing polymer which may be a partly hydrolyzed polyvinyl alcohol and a displacing polymer which may be a partially hydrolysed polyacrylamide.

WO 2013/017838 A1

RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO

Esta invención se refiere a la recuperación de petróleo crudo y particularmente, aunque no de manera exclusiva, a la recuperación de crudos medianos y pesados (incluyendo bitumen) de yacimientos subterráneos.

La cantidad de crudo que es recuperable de un reservorio del yacimiento se determina mediante un número de factores. Estos incluyen la permeabilidad del yacimiento, la porosidad del yacimiento, las heterogeneidades y las fuerzas naturales del yacimiento (gas libre, gas disuelto en el crudo, presión desde el agua adyacente o gravedad, etc.). La viscosidad del crudo es también un factor importante en la determinación de la magnitud y tasa de producción de crudo, como lo es su densidad, crudos de bajas densidades tienden a dar mayores tasas de extracción.

Típicamente, se extrae el crudo de los yacimientos subterráneos, en una o todas de tres fases secuenciales, durante la vida de un reservorio. La efectividad de la extracción en cualquier fase se cuantifica usando el factor de recuperación, el cual es simplemente el crudo removido, expresado como un porcentaje del crudo original en el lugar.

Durante la primera etapa de recuperación, la presión del reservorio proviene de un número de mecanismos naturales que explotan el hecho de que la presión subterránea del reservorio es suficiente para forzar el crudo a la superficie. El factor de recuperación durante la etapa primaria de recuperación está típicamente entre 5% y 20%, aunque para crudos de bajo API ésta puede ser mucho menor.

La próxima etapa es la etapa de recuperación secundaria. Esta normalmente comienza en un punto en la vida del reservorio cuando la presión subterránea se ha agotado hasta un nivel en que es insuficiente para llevar el crudo a la superficie. Los métodos de recuperación secundaria se apoyan en el suministro de energía externa para llevar el crudo a la superficie. La energía se puede suministrar directamente al reservorio mediante la inyección de fluidos al reservorio para aumentar su presión de empuje, reemplazando o aumentando así el empuje natural del reservorio con un empuje artificial. Los fluidos inyectados incluyen agua, salmuera

o gas natural. Alternativamente, la energía se puede suministrar en las arenas productoras en la vía a las bombas, o dentro del pozo, para ayudar a levantar el crudo hasta la superficie (levantamiento artificial), aunque, se debe notar que el levantamiento artificial se puede usar en cualquier fase de producción y no es una técnica de recuperación secundaria. En promedio, el factor de recuperación después de una recuperación primaria y secundaria está entre 20% y 50%, y depende de las propiedades del crudo y de las características de la roca del reservorio. La inundación, mediante la inyección de agua o salmuera en el reservorio, es el método de recuperación más importante después de la recuperación primaria.

La tercera fase secuencial es la tercera fase de recuperación, la cual normalmente comienza cuando la segunda fase de recuperación de crudo no es suficiente para continuar con la extracción adecuada. La recuperación terciaria a menudo se llama Recuperación Mejorada de Crudo (EOR por sus siglas en inglés). La recuperación terciaria implica el aumento de la movilidad aumentando la movilidad del crudo en el espacio del poro de la propia roca del reservorio, lo contrario a simplemente suministrar energía adicional. Comúnmente, esto implica la inyección directa de modificadores químicos dentro del reservorio. Los modificadores químicos están a menudo basados en agua y contienen surfactantes para liberar el crudo de la roca, o polímeros para aumentar la viscosidad del agua y mejorar la eficiencia a la cual el crudo es “empujado” a través de la formación. Otros modificadores o aditivos incluyen diluentes, álcalis, gases super-críticos, microbios o vapor.

La recuperación terciaria permite una recuperación adicional de 5% a 15% del crudo del reservorio a ser producido. Este incremento puede ser tan alto como 35% con inyección de vapor. Sin embargo, el uso de químicos, o la provisión de energía para producir vapor, incrementan los costos. El uso de recuperación terciaria es por lo tanto altamente dependiente de los precios del crudo y la efectividad del proceso. Cuando el precio del crudo es alto, se operan de nuevo pozos no rentables anteriormente con recuperación terciaria, y cuando los precios del petróleo son bajos se reduce la extracción terciaria.

La sabiduría convencional establece que el petróleo que queda en los poros del reservorio, después de la recuperación primaria y secundaria, se distribuye a través de tres localidades. Con referencia a la Figura 1, la mayor proporción de crudo reside en los

“espacios” anchos en los poros y se considera que son la fracción más móvil del crudo. En segundo lugar, una proporción más pequeña de crudo 4 se considera que es fuertemente absorbida en la superficie de los poros a través de fuerzas interfaciales de corto alcance. En tercer lugar, algo del petróleo 6 se considera que está atrapado mecánicamente, o confinado por fuerzas capilares, en micro-fisuras y en cavidades irregulares cercanas a las gargantas de poro 8. El crudo en las dos últimas categorías se agrupa junto, y se denomina crudo irreductible, y se considera inaccesible o muy difícil de desplazar.

Convencionalmente, tres características regulan el factor de recuperación en la tercera fase de recuperación:

1. La Eficiencia de Barrido y la Relación de Movilidad: La eficiencia de barrido es una medida de la uniformidad como se ha movido un líquido de desplazamiento a través del espacio disponible en un medio poroso. Si se aumenta la eficiencia de barrido, el factor de recuperación se aumenta correspondientemente. Conceptualmente, la eficiencia de barrido se maximiza si, cuando se desplaza el crudo, éste se “amontona” más adelante del fluido de desplazamiento. En contraste, este efecto macroscópico se minimiza si el fluido de desplazamiento pasa a través o alrededor del crudo. La eficiencia de barrido se maximiza a si misma cuando se minimiza la relación de movilidad (M). La relación de movilidad M se define como la relación de la movilidad del fluido de desplazamiento (λ_{ing}) con aquella del fluido desplazado (λ_{ed}), donde la movilidad de cualquier fluido en un medio poroso (λ , en Darcies/cP), es la relación de la permeabilidad efectiva del fluido (k en Darcies) con la viscosidad del fluido (μ en cP) (Craig 1971, Green y Willhite 1998), es decir,

$$M = \frac{\lambda_{ing}}{\lambda_{ed}} = \frac{\frac{k_{ing}}{\mu_{ing}}}{\frac{k_{ed}}{\mu_{ed}}}$$

La eficiencia de barrido es un elemento importante que influencia el valor de una intervención EOR, pero es solo un factor en la optimización económica global. Por ejemplo, alcanzar una eficiencia de barrido por encima de 90% puede requerir el uso de una cantidad

no ordinaria de químicos, eliminando así el beneficio de cualquier crudo adicional producido. Las eficiencias de barrido para crudos livianos están a menudo por encima de 80%, pero con crudos pesados solamente se puede alcanzar un 50%. Para alcanzar las eficiencias óptimas de barrido, la relación de movilidad (M) debe ser menos de 10, preferiblemente menos de 2, más preferiblemente menos de 0,5.

2. La Eficiencia de Barrido y las Inestabilidades de Viscosidad (interdigitación viscosa): Adicionalmente al fenómeno relacionado con la relación de movilidad, existe otro mecanismo que puede conducir a una reducción de la eficiencia de barrido. Este mecanismo está asociado con inestabilidades de viscosidad en pequeña escala en el frente de desplazamiento. Se puede desarrollar en el medio poroso más homogéneo y surgir de pequeñas perturbaciones en un patrón de flujo de otra manera uniforme. Estas perturbaciones se pueden ocasionar, por ejemplo, por pequeñas diferencias en la forma de los granos o poros. Se pueden formar dedos viscosos microscópicos que resultarán en el desvío y entrapamiento de crudo en una gran escala. La interdigitación viscosa creada por este mecanismo, probablemente se forma a bajas velocidades de flujo. La magnitud de este problema aumenta cuando la diferencia entre las viscosidades de los fluidos de desplazamiento y desplazado aumenta y el efecto será más pronunciado mientras más viscoso sea el crudo.

3. Eficiencia del Desplazamiento: Esta es una medida de la habilidad de un fluido de desplazamiento para liberar el crudo de las regiones microscópicas de los espacios de poro donde el crudo está atrapado por fuerzas interfaciales.

En términos generales es un objetivo de la invención el facilitar y/o mejorar la recuperación de petróleo de las formaciones subterráneas.

Es un objetivo de las realizaciones preferidas mejorar la relación de movilidad.

Es un objetivo de las realizaciones preferidas de la invención reducir la interdigitación viscosa.

Es también un objetivo de las realizaciones preferidas de la invención mejorar la eficiencia de desplazamiento.

De acuerdo a un primer aspecto de la invención, se proporciona un método de recuperación de crudo de una formación subterránea, el método que incluye un paso de:

- (a) contacto de la formación subterránea con una formulación de tratamiento que comprende un polímero de desplazamiento y un polímero dispersante; y
- (b) recolección del crudo que se ha puesto en contacto con la mencionada formulación de tratamiento a través de un pozo de producción.

La mencionada formulación de tratamiento es preferiblemente una formulación acuosa. El mencionado polímero de desplazamiento está distribuido preferiblemente para aumentar la viscosidad del agua con la cual está asociado. El mencionado polímero de desplazamiento es preferiblemente tal que una formulación de prueba que comprenda 500 ppm del mencionado polímero de desplazamiento disuelto en agua desionizada (en la ausencia de cualquier otro aditivo, por ejemplo, en la ausencia del mencionado polímero dispersante) tenga una viscosidad cuando se mide a 25°C y 1s⁻¹ en el rango de 5 cP a 100 cP, preferiblemente en el rango de 10 cP a 35 cP. Adecuadamente, el polímero de desplazamiento genera un incremento de la viscosidad deseado a altas temperaturas como se puede encontrar en el crudo en los yacimientos subterráneos. Adecuadamente, aplica la siguiente primera relación, cuando la viscosidad se mide como se dijo anteriormente:

$$\frac{\text{Viscosidad de la formulación a } 30^{\circ}\text{C}}{\text{Viscosidad de la formulación a } 20^{\circ}\text{C}} \geq 0,6$$

Preferiblemente, la siguiente segunda relación aplica, cuando la viscosidad se mide como se mencionó anteriormente:

$$\frac{\text{Viscosidad de la formulación a } 80^{\circ}\text{C}}{\text{Viscosidad de la formulación a } 20^{\circ}\text{C}} \geq 0,10$$

La mencionada primera relación es preferiblemente mayor o igual a 0,7 o 0,8. La mencionada segunda relación puede ser mayor o igual a 0,15, 0,20 o 0,24.

La mencionada viscosidad de la mencionada formulación de prueba, cuando se mide como se mencionó anteriormente, a 80°C es preferiblemente al menos 4 cP, más preferiblemente al menos 6 cP.

El polímero dispersante se selecciona adecuadamente de manera de no afectar significativamente la viscosidad de la formulación y/o el efecto viscosificante debido a la inclusión del mencionado polímero de desplazamiento. Así, adecuadamente la viscosidad de la formulación de tratamiento dividida por la viscosidad de una formulación que es la misma que la mencionada formulación de tratamiento excepto que no incluye el polímero dispersante, cuando las viscosidades se miden a 25°C y 1s^{-1} , está adecuadamente en el rango de 0,6 a 1,3, preferiblemente 0,8 a 1,2, más preferiblemente 0,9 a 1,1.

El mencionado polímero de desplazamiento es adecuadamente soluble en agua y/o se disuelve en agua en la formulación de tratamiento. El mencionado polímero de desplazamiento exhibe adecuadamente características no-newtonianas cuando se proporciona en una formulación acuosa, adecuada a la concentración usada en la mencionada formulación de tratamiento.

El mencionado polímero de desplazamiento puede tener un peso molecular de al menos 200.000 Daltones, adecuadamente al menos 500.000 Daltones, preferiblemente al menos 1.000.000 de Daltones, más preferiblemente al menos 2.000.000 de Daltones. El peso molecular puede ser menos de 35.000.000 Daltones o menos de 25.000.000. El peso molecular se puede medir mediante la Medición de la Viscosidad Intrínseca (ver ISO 1628/1-1984-11-01); y usando la Correlación de Viscosidad Intrínseca/Peso Molecular mediante la ecuación de Mark-Houwink. Los polímeros de los pesos moleculares mencionados anteriormente pueden seguir un proceso de auto-montaje o de auto-organización para formar una matriz organizada o una red a partir de un sistema previamente desordenado. La formación de la red conduce a una solución del polímero que tiene una mayor viscosidad que

la del agua sola. En algunos casos, la formación de la red puede facilitar el uso de reticuladores.

Preferiblemente, el mencionado polímero de desplazamiento es suficientemente estable contra los altos esfuerzos cortantes, variaciones de pH o la presencia de iones metálicos polivalentes. Este exhibe preferiblemente comportamientos de flujo no-newtoniano cuando está en solución y es relativamente estable bajo altas temperaturas como se puede experimentar en los yacimientos subterráneos.

El mencionado polímero de desplazamiento puede tener una temperatura de degradación mayor de 80°C, preferiblemente mayor de 100°C.

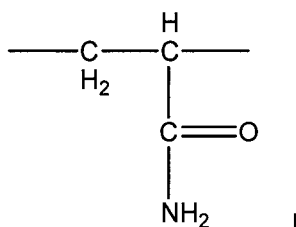
El mencionado polímero de desplazamiento preferiblemente despliega características pseudo-plásticas y/o viscoelasticidad cuando está en la mencionada formulación de tratamiento.

El mencionado polímero de desplazamiento puede ser un polímero natural o sintético. Los polímeros naturales se pueden hacer mediante procesos de fermentación. El mencionado polímero de desplazamiento puede ser un polisacárido o un bio-polímero o un derivado (por ejemplo, un derivado sintético tal como un derivado reticulado de cualquiera de los ya mencionados). El mencionado polímero de desplazamiento puede ser una goma. El mencionado polímero de desplazamiento se puede seleccionar de goma de xantano, escleroglucano, quitina y diutan. El mencionado polímero de desplazamiento puede ser un derivado de cualquiera de los mencionados anteriormente. El mencionado polímero de desplazamiento incluye preferiblemente una unidad de repetición que incluye un $-\text{CH}_2\text{CHR}^*$, donde R^* es un grupo colgante.

El mencionado polímero de desplazamiento se puede seleccionar de alcohol polivinílico, polímeros acrílicos basados en ácido, basados en acrilamida y basados en vinilpiridina, polimetilvinil éter, polivinilpirrolidona, óxido de polietileno, celulosa, polisacáridos, biopolímeros, escleroglucano, xantano y derivados de los mencionados anteriormente.

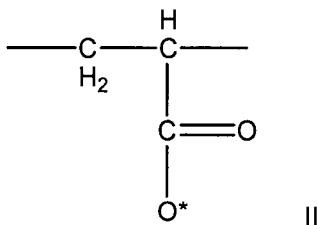
El mencionado polímero de desplazamiento puede incluir un grupo funcional en una unidad de repetición seleccionada de grupos amida, carboxi, hidroxí y éter. El mencionado polímero de desplazamiento puede incluir al menos dos unidades de repetición diferentes, donde ambas unidades de repetición mencionadas adecuadamente incluyen grupos funcionales seleccionados de grupos amida, carboxi, hidroxí y éter.

El mencionado polímero de desplazamiento preferiblemente incluye una unidad de repetición la cual incluye una acrilamida por ejemplo, de fórmula



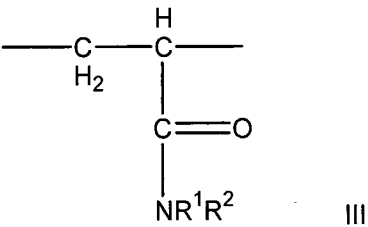
En promedio, la relación del número de otras unidades de repetición en el polímero de desplazamiento dividido por el número de unidades de repetición de la fórmula I puede ser menos de 0,6, 0,5, 0,4, 0,3 o 0,2. La mencionada relación puede ser al menos 0,0025, al menos 0,005, al menos 0,05 o al menos 0,1.

El mencionado polímero de desplazamiento puede incluir una unidad de repetición de la fórmula I en combinación con una unidad de repetición que comprende una entidad



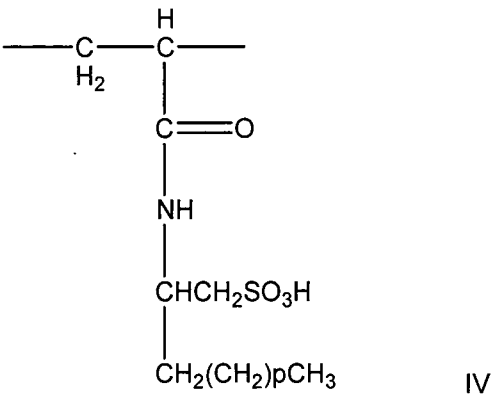
donde la entidad O* es una entidad O⁻ e esta enlazada covalentemente a otro átomo o grupo.

El mencionado polímero de desplazamiento puede incluir una unidad de repetición de la fórmula I en combinación con una unidad de repetición que comprende una entidad

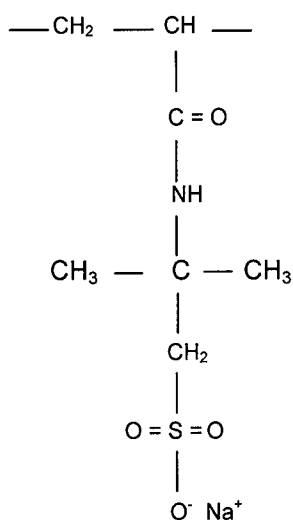


donde R¹ y R² son seleccionadas independientemente de un átomo de hidrógeno y un grupo alquilo sustituido opcionalmente. Un grupo alquilo sustituido opcionalmente puede definir un hidrófobo neutro eléctricamente. Un grupo alquilo sustituido opcionalmente puede incorporar una entidad –SO₃R³ donde R³ se selecciona de un átomo de hidrógeno y una entidad catiónica, por ejemplo, un catión de metal alcalino, especialmente Na⁺. El mencionado grupo alquilo sustituido opcionalmente puede incluir de 1 a 10 átomos de carbono.

La mencionada entidad III puede ser de la fórmula

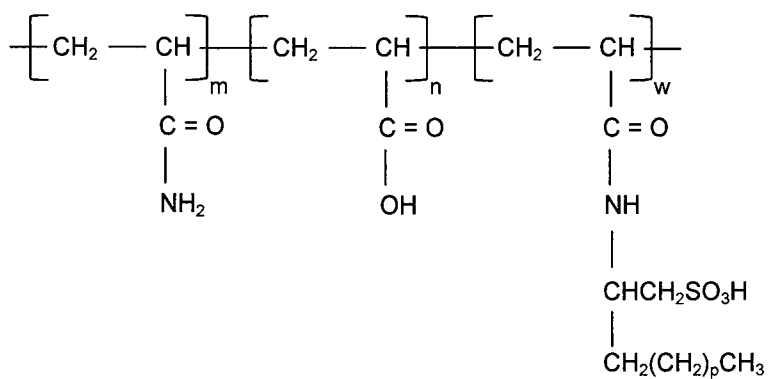


donde p es un entero en el rango de 0 a 10, adecuadamente de 0 a 5;
o la mencionada entidad III puede ser de la fórmula



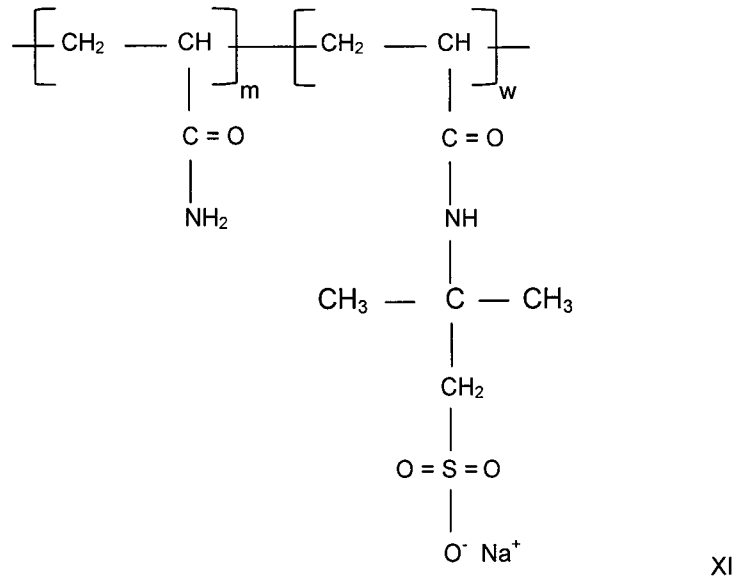
V

En una realización, el mencionado polímero de desplazamiento puede ser una poliacrilamida modificada hidrofóbicamente, por ejemplo que comprenda una primera unidad de repetición de la fórmula III donde R^1 y R^2 representen átomos de hidrógeno en combinación con una segunda unidad de repetición de la fórmula III donde R^1 represente un átomo de hidrógeno y R^2 represente un grupo alquilo sustituido con una entidad $-\text{SO}_3\text{H}$ o una entidad $-\text{SO}_3\text{Na}^+$. En otra realización, el mencionado polímero de desplazamiento puede ser un sulfonato de acrilamidometil-propano (AMPS por sus siglas en inglés). En una realización donde la mencionada segunda unidad de repetición está sustituida con una entidad $-\text{SO}_3\text{H}$, dichas primera y segundas entidades de repetición pueden estar en combinación con una tercera unidad de repetición de la fórmula III donde la entidad O^* está enlazada a un átomo de hidrógeno. Los polímeros de desplazamiento pueden ser de fórmula



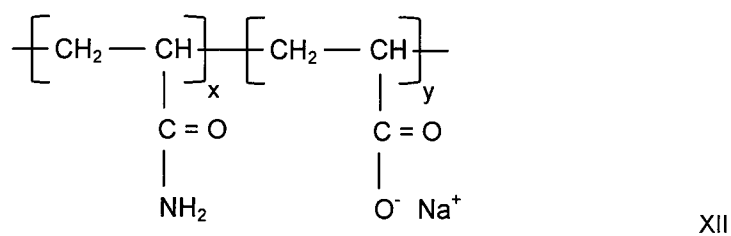
VI

donde m, n y w representan el número promedio de unidades de repetición respectivas y p es como se describió anteriormente; o de la fórmula



El mencionado polímero de desplazamiento puede ser una acrilamida modificada hidrofóbicamente (también conocida como un polímero hidrofóbicamente asociativo), por ejemplo, de la fórmula V. En el mencionado polímero, la relación de número de otras unidades repetitivas dividida por el número de unidades repetitivas de fórmula I puede ser al menos de 0,0025 y, adecuadamente menos de 0,045.

Preferiblemente, el mencionado polímero de desplazamiento consiste esencialmente de las unidades de repetición I y II. Preferiblemente, el mencionado polímero de desplazamiento es una acrilamida hidrolizada parcialmente. Puede ser de la fórmula



Preferiblemente, $100y/(x + y)$ está en el rango de 20 a 30. El polímero puede tener un peso molecular medido como se mencionó anteriormente de 18 millones de Daltones a 22 millones de Daltones. Puede tener un grado de hidrólisis de 20 a 30%. Es preferiblemente un copolímero de bloque.

La mencionada formulación de tratamiento puede incluir menos de 8000ppm, adecuadamente menos de 4000ppm, preferiblemente menos de 1000ppm, más preferiblemente menos de 500ppm del mencionado polímero de desplazamiento. La mencionada formulación de tratamiento puede incluir al menos 25ppm, adecuadamente al menos 50ppm, preferiblemente al menos 75ppm, más preferiblemente al menos 100ppm del mencionado polímero de desplazamiento.

El mencionado polímero dispersante está preferiblemente distribuido para dispersar el crudo en la formación subterránea y modificar simultáneamente sus características interfaciales.

El mencionado polímero dispersante preferiblemente tiene una o más (preferiblemente cada una) de las siguientes propiedades/características:

- Es soluble y permanentemente estable en la formulación acuosa, en la presencia o ausencia del polímero de desplazamiento.
- Una solución acuosa que contenga al polímero dispersante debe ser capaz de dispersar el crudo, si el mencionado crudo se mezcla en la solución acuosa, en la presencia o ausencia del polímero de desplazamiento.
- Las dispersiones de crudo que comprenden crudo de la formación subterránea y una formulación acuosa de polímero dispersante (que contiene 5000 ppm de polímero dispersante), a una relación crudo:formulación acuosa de 70:30, preferiblemente tiene las siguientes características a 25°C
 - viscosidades, a un esfuerzo cortante de $1s^{-1}$, de menos de 4000 cP, preferiblemente menos de 3000 cP, más preferiblemente menos de 2000 cP.

- ser pseudo-plásticos por encima del rango de esfuerzo cortante de 1 s^{-1} a 100 s^{-1} .
- tener viscosidades, a un esfuerzo cortante de 100 s^{-1} , de no más de 600 cP, preferiblemente menos de 400 cP, más preferiblemente menos de 300 cP.
- Las dispersiones de crudo que comprenden crudo de la formación subterránea, polímero dispersante y polímero de desplazamiento, en una relación de fluidos crudo:formulación acuosa de 70:30, tienen preferiblemente las siguientes características:
 - viscosidades, a un esfuerzo cortante de 1 s^{-1} , de menos de 5000 cP, preferiblemente menos de 4000 cP, más preferiblemente menos de 3000 cP.
 - ser pseudo-plásticas por encima del rango de esfuerzo cortante de 1 s^{-1} a 100 s^{-1} .
 - tiene viscosidades, a un esfuerzo cortante de 100 s^{-1} , de no más de 700 cP, preferiblemente menos de 500 cP, más preferiblemente menos de 400 cP.
- Una solución acuosa que comprende 5000 ppm del polímero dispersante, en la presencia o ausencia del polímero de desplazamiento (a la concentración usada para el contacto en la formación subterránea), preferiblemente tiene una tensión superficial máxima de 56mN/m a 25°C.
- Una solución acuosa que comprende 5000 ppm del polímero dispersante, en contacto con el crudo de la formación subterránea, preferiblemente tiene una tensión interfacial máxima de 15 mN/m, preferiblemente 10mN/m, más preferiblemente 8m N/m.
- El polímero dispersante es preferiblemente capaz de humedecer con agua los revestimientos de los poros y desplazar el crudo adherido a ellos.

El mencionado polímero dispersante es preferiblemente no-iónico.

La viscosidad de la solución acuosa y/o formulación como se describe en este documento se puede medir de acuerdo al método de la Asociación Japonesa de

Estandarización (JSA) JIS K6726 usando un viscosímetro Tipo B, un Anton Paar MCR 300 o un viscosímetro tipo Brookfield.

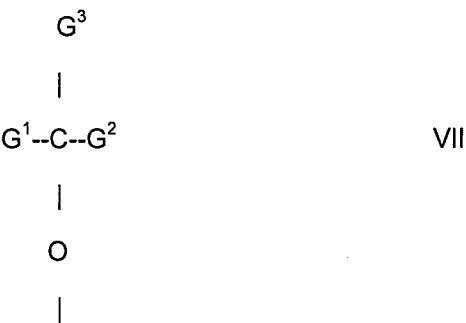
El mencionado polímero dispersante se puede seleccionar de ácido poliacrílico, ácido acrílico, hidroxipropilmetil celulosa, carboximetil celulosa, alcohol polivinílico y copolímeros de los mencionados anteriormente. El polímero dispersante puede ser reticulado. Sin embargo, preferiblemente el mencionado polímero dispersante no es reticulado.

El mencionado polímero dispersante preferiblemente incluye entidades $-O-$ que cuelgan de un esqueleto polimérico. El mencionado esqueleto polimérico del mencionado polímero dispersante incluye preferiblemente átomos de carbono. Los mencionados átomos de carbono son preferiblemente parte de entidades $-CH_2-$. Preferiblemente, una unidad de repetición del mencionado esqueleto polimérico incluye enlaces carbono a carbono, preferiblemente enlaces simples C-C. Preferiblemente, el mencionado polímero dispersante incluye una unidad de repetición que incluye una entidad $-CH_2-$. Preferiblemente, el mencionado esqueleto polimérico no incluye ninguna entidad $-O-$, por ejemplo, entidades tales como $-C-O-$ se encuentran en un polímero alquileo-oxi, tal como polietilenglicol. El mencionado esqueleto polimérico no está definido preferiblemente por una entidad aromática tal como una entidad fenilo tal como se encuentra en los polietersulfonas. El mencionado esqueleto polimérico no incluye preferiblemente ninguna entidad $-S-$. El mencionado esqueleto polimérico no incluye preferiblemente ningún átomo de nitrógeno. El mencionado esqueleto polimérico preferiblemente consiste esencialmente de átomos de carbono, preferiblemente en la forma de enlaces simples C-C.

Las mencionadas entidades $-O-$ están preferiblemente enlazadas directamente al esqueleto polimérico – esto es, adecuadamente no se proporcionan átomos intermedios entre el esqueleto polimérico y las entidades $-O-$.

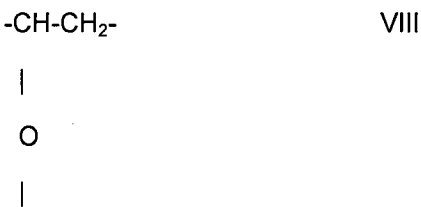
El mencionado polímero dispersante preferiblemente incluye, en promedio, al menos 10, más preferiblemente al menos 50, entidades $-O-$ colgadas del propio esqueleto polimérico. Las mencionadas entidades $-O-$ son preferiblemente una parte de una unidad de repetición del mencionado polímero dispersante.

Preferiblemente, dichas entidades -O- están directamente enlazadas a un átomo de carbono en el mencionado esqueleto polimérico del mencionado polímero dispersante, adecuadamente de manera que el mencionado polímero dispersante incluye una entidad (la cual es preferiblemente parte de una unidad de repetición) de fórmula:



donde G¹ y G² son otras partes del esqueleto polimérico y G³ es otra entidad colgada del esqueleto polimérico. Preferiblemente, G³ representa un átomo de hidrógeno.

Preferiblemente, el mencionado polímero dispersante incluye una entidad



La mencionada entidad VIII es preferiblemente parte de una unidad de repetición. La mencionada unidad VIII puede ser parte de un copolímero que incluye una unidad de repetición que incluye una entidad de un tipo diferente comparado con la entidad VIII. Adecuadamente, al menos 60% molar, preferiblemente al menos 70% molar, más preferiblemente al menos 80% molar del mencionado polímero dispersante comprende unidades de repetición que comprenden (preferiblemente consisten de) unidades VIII. Preferiblemente, el mencionado polímero dispersante consiste esencialmente de unidades de repetición que comprenden (preferiblemente consisten de) entidades VIII.

Cuando el mencionado polímero dispersante incluye un copolímero que incluye unidades en adición a unidades VIII, dichas unidades pueden ser unidades vinilo, unidades vinilo adecuadas que incorporan grupos amino, sulfónicos, aquilos o formamidas.

El mencionado polímero dispersante adecuadamente consiste esencialmente de unidades de la fórmula VIII y 20% molar o menos, preferiblemente 10% molar o menos, más preferiblemente 5% molar o menos, especialmente 0% molar de otras unidades.

Adecuadamente, 60% molar, preferiblemente 80% molar, más preferiblemente 90% molar, especialmente sustancialmente todo del mencionado primer material polimérico comprende entidades de vinilo.

Preferiblemente, el enlace libre al átomo de oxígeno en las entidades VII y/o VIII está enlazado a un grupo R^{10} (de manera que la entidad colgada del esqueleto polimérico del mencionado polímero dispersante es de la fórmula $-O-R^{10}$). Preferiblemente, el grupo R^{10} comprende menos de 10, más preferiblemente menos de 5, especialmente 3 o menos átomos de carbono. Este incluye preferiblemente solo átomos seleccionados de átomos de carbono, hidrógeno y oxígeno. R^{10} se selecciona preferiblemente de un átomo de hidrógeno y un alquilcarbonilo, especialmente un grupo metilcarbonilo. Preferiblemente la entidad $-O-R^{10}$ en el mencionado polímero dispersante es un grupo hidroxilo o acetato.

El mencionado polímero dispersante puede incluir una pluralidad, preferiblemente una multiplicidad, de grupos funcionales (los cuales incorporan las entidades $-O-$ descritas) seleccionadas adecuadamente de grupos hidroxilo o acetato. El mencionado polímero dispersante incluye preferiblemente a menos algunos grupos donde R^{10} representa un grupo hidroxilo. Adecuadamente, al menos 30%, preferiblemente al menos 50%, especialmente al menos 80% de los grupos R^{10} son grupos hidroxilo. El mencionado polímero dispersante incluye preferiblemente una multiplicidad de grupos hidroxilo colgados del mencionado esqueleto polimérico; y también incluye una multiplicidad de grupos acetato colgados del esqueleto polimérico.

La relación del número de grupos acetato al número de grupos hidroxilo en el mencionado polímero dispersante está adecuadamente en el rango de 0 a 3, está preferiblemente en el rango de 0,5 a 1, está más preferiblemente en el rango de 0,06 a 0,3, está especialmente en el rango de 0,06 a 0,25.

Preferiblemente, sustancialmente cada enlace libre a los átomos de oxígeno en las entidades -O- colgadas del esqueleto polimérico en el mencionado polímero dispersante, excepto por cualquier enlace libre que está involucrado en reticular opcionalmente el primer material polimérico, tiene la fórmula -O-R¹⁰ donde cada grupo -OR¹⁰ se selecciona de hidroxilo y acetato.

Preferiblemente, el mencionado polímero dispersante incluye una entidad de alcohol vinílico, especialmente una entidad de alcohol vinílico que se repite a lo largo del esqueleto del polímero dispersante. El mencionado polímero dispersante incluye preferiblemente una entidad de acetato de vinilo, especialmente una entidad de acetato de vinilo que se repite a lo largo del esqueleto del polímero dispersante.

El mencionado polímero dispersante comprende adecuadamente al menos 50% molar, preferiblemente al menos 60% molar, más preferiblemente al menos 70% molar, especialmente al menos 80% molar de unidades de repetición de alcohol vinílico. Ésta puede comprender menos de 99% molar, adecuadamente menos de 95% molar, preferiblemente 92% molar o menos de unidades de repetición de alcohol vinílico. El mencionado polímero dispersante comprende adecuadamente 60 a 99% molar, preferiblemente 80 a 95% molar, más preferiblemente 85 a 95% molar, especialmente 80 a 91% molar de unidades de repetición de alcohol vinílico.

El mencionado polímero dispersante incluye preferiblemente unidades de repetición de acetato de vinilo. Éste puede incluir al menos 2% molar, preferiblemente al menos 5% molar, más preferiblemente al menos 7% molar, especialmente al menos 9% molar de unidades de repetición de acetato de vinilo. Éste puede comprender 30% molar o menos, o 20% molar o menos de unidades de repetición de acetato de vinilo. El mencionado polímero dispersante comprende preferiblemente de 9 a 20% molar de unidades de repetición de acetato de vinilo.

El mencionado polímero dispersante es preferiblemente no reticulado.

Adecuadamente, la suma del porcentaje (%) molar de unidades de repetición de alcohol vinílico y acetato de vinilo es el mencionado polímero dispersante es al menos 70% molar, preferiblemente al menos 80% molar, más preferiblemente al menos 90% molar, especialmente al menos 99% molar.

El mencionado polímero dispersante comprende preferiblemente 70 a 95%, más preferiblemente 80 a 95%, especialmente 85 a 91% de alcohol polivinílico hidrolizado.

El peso molecular (PM) promedio del mencionado polímero dispersante puede ser menos de 500.000, adecuadamente menos de 300.000, preferiblemente menos de 200.000, más preferiblemente menos de 100.000. En una realización especialmente preferida, el peso molecular promedio puede estar en el rango de 5.000 a 50.000. El peso molecular promedio de polímero dispersante puede ser menos de 40.000, adecuadamente es menos de 30.000, preferiblemente es menos de 25.000. El PM puede ser al menos 5.000, preferiblemente al menos 10.000. El PM está preferiblemente en el rango de 5.000 a 25.000, más preferiblemente en el rango de 10.000 a 25.000.

La viscosidad de una solución acuosa al 4% en peso del polímero dispersante a 20°C está preferiblemente en el rango de 1,5-7 cP.

La viscosidad de la mencionada solución acuosa al 4% en peso del polímero dispersante a 20°C puede ser al menos 2,0 cP, preferiblemente al menos 2,5 cP. La viscosidad puede ser menos de 6 cP, preferiblemente menos de 5 cP, más preferiblemente menos de 4 cP. La viscosidad está preferiblemente en el rango de 2 a 4 cP.

El promedio en número del peso molecular (M_n) del mencionado polímero dispersante puede ser al menos 5.000, preferiblemente al menos 10.000, más preferiblemente al menos 13.000. M_n puede ser menos de 40.000, preferiblemente menos de 30.000, más

preferiblemente menos de 25.000. El M_n está preferiblemente en el rango desde 5.000 hasta 25.000.

El peso promedio del peso molecular se puede medir por dispersión de luz, dispersión de neutrones a un ángulo pequeño, dispersión de rayos-x o velocidad de sedimentación. La viscosidad de la solución acuosa especificada del primer material polimérico se puede medir usando el método de la Asociación Japonesa de Estandarización (JSA, por sus siglas en inglés) JIS K6726 usando un viscosímetro Tipo B. Alternativamente, la viscosidad se puede medir usando otros métodos estándar. Por ejemplo, se puede usar cualquier viscosímetro rotatorio de laboratorio, tal como un Anton Paar MCR300.

Mientras que se prefiere que el mencionado polímero dispersante no sea reticulado (es decir, que comprenda un material polimérico que no sea reticulado), cuando el mencionado polímero dispersante es reticulado, éste puede comprender un material polimérico formado a partir de una reacción de un polímero dispersante descrito y un segundo material que incluye un grupo funcional el cual es capaz de reaccionar para reticular el mencionado polímero dispersante y hacer un tercer material polimérico.

La formación del mencionado tercer material polimérico puede involucrar una reacción de condensación. La formación del mencionado tercer material polimérico puede involucrar una reacción catalizada por ácido.

El mencionado polímero dispersante y segundo material pueden incluir grupos funcionales que se acomoden para reaccionar, por ejemplo se sometan a una reacción de condensación, para formar por lo tanto un tercer material polimérico. El mencionado polímero dispersante y segundo material pueden incluir grupos funcionales que se arreglan para reaccionar, por ejemplo se someten a una reacción catalizada por ácido para formar por lo tanto el mencionado tercer material polimérico.

El mencionado segundo material puede ser un aldehído, ácido carboxílico, úrea, acroleína, isocianato, sulfato de vinilo o cloruro de vinilo de un diácido o incluir cualquier grupo funcional capaz de condensación con uno más grupos en el mencionado polímero

dispersante. Ejemplos de lo mencionado anteriormente incluyen formaldehído, acetaldehído, glioxal y glutaraldehído, así como ácido maleico, ácido oxálico, dimetil-úrea, poliacroleínas, diisocianatos, divinil-sulfato y los cloruros de diácidos.

El mencionado segundo material puede ser un compuesto que contiene o genera un aldehído. El mencionado segundo material puede ser un compuesto que contiene un aldehído y puede incluir una pluralidad de entidades aldehído. El mencionado compuesto que contiene aldehído puede ser de la fórmula IV como se describe en W098/12239, el contenido de la cual se incorpora en este documento por WO2006/106300.

La mencionada formulación de tratamiento usada en el método comprende adecuadamente al menos 80% en peso, preferiblemente al menos 90% en peso, más preferiblemente al menos 95% en peso, especialmente al menos 98% en peso de agua. Este puede incluir 99,5% en peso o menos de agua.

La mencionada formulación de tratamiento usada en el método incluye adecuadamente al menos 0,1% en peso, preferiblemente al menos 0,2% en peso, más preferiblemente al menos 0,3% en peso del mencionado polímero dispersante. Este puede incluir menos de 1,5% en peso, preferiblemente menos de 1% en peso, más preferiblemente menos de 0,8% en peso del mencionado polímero dispersante.

Adecuadamente, la formulación de tratamiento incluye lo siguiente:

- 100ppm a 30000ppm de polímero de desplazamiento
- 500ppm a 10000ppm de polímero de desplazamiento
- agua de balance

En una realización preferida, la formulación de tratamiento incluye de 100 ppm a 1000 ppm de polímero de desplazamiento y 2000 ppm a 8000 ppm de polímero dispersante.

El agua a ser usada en la formulación de tratamiento se puede obtener de cualquier fuente conveniente. Puede ser agua potable, agua de superficie, agua de mar, agua de

acuifero, producción de agua desionizada y agua filtrada obtenida de cualquiera de las fuentes mencionadas. La mencionada agua es preferiblemente una salmuera, por ejemplo agua de mar o se deriva de una salmuera tal como agua de mar. Las referencias a las cantidades de agua en este documento adecuadamente se refieren a agua incluyendo sus componentes, es decir, componentes que ocurren naturalmente tales como los encontrados en agua de mar. El agua puede incluir hasta 6% en peso de sales disueltas pero incluye adecuadamente menos de 4% en peso, 2% en peso o 1% en peso o menos de sales disueltas las cuales ocurren naturalmente en el agua. Se prefiere usar un agua de baja salinidad.

En una realización preferida, el mencionado polímero de desplazamiento incluye una unidad de repetición de acrilamida y el mencionado polímero dispersante incluye unidades de repetición de alcohol vinílico y acetato de vinilo.

La formulación de tratamiento está preparada adecuadamente para mejorar la movilidad del crudo que contacte. Esto se puede alcanzar haciendo que una masa de crudo forme gotas que se estabilizan con el mencionado polímero dispersante. Así, después del contacto con la mencionada formulación de tratamiento, el crudo puede comprender adecuadamente una dispersión y/o emulsión de gotas de crudo en agua.

Antes del contacto, la formación subterránea puede incluir regiones de petróleo, las cuales están separadas la una de la otra. Por ejemplo, el crudo puede estar atrapado en poros u otras regiones huecas y separado de otro crudo atrapado en poros y otras regiones huecas. Preferiblemente, en el método, la formulación de tratamiento está dispuesta para contactar (y adecuadamente mejorar la movilidad de) el crudo dispuesto en al menos dos (preferiblemente una multiplicidad – por ejemplo, más de cien) posiciones separadas. Así, la mencionada formulación de tratamiento preferiblemente no está dispuesta solamente para hacer contacto con una sola masa grande de crudo dentro de la formación. El crudo preferiblemente no se está moviendo a lo largo de una ruta de viaje predeterminada, por ejemplo, hecha por el hombre, cuando se contacte inicialmente con la mencionada formulación de tratamiento.

La formulación de tratamiento se puede usar después que se haya removido algo de crudo del yacimiento mediante un método alternativo.

El contacto inicial del crudo en el mencionado yacimiento con la mencionada formulación de tratamiento tiene lugar adecuadamente en una posición la cual esté al menos 5 m, preferiblemente al menos 10 m, más preferiblemente al menos 50 m, especialmente al menos 100 m, aguas arriba del mencionado pozo de producción. El contacto inicial adecuadamente tiene lugar a una distancia de al menos 10 m, preferiblemente al menos 20 m por debajo del nivel del suelo.

La mencionada formulación de tratamiento puede viajar al menos 10 m, preferiblemente al menos 20 m antes de que contacte el crudo en el mencionado yacimiento.

Después del contacto inicial con la mencionada formulación de tratamiento, el crudo puede viajar al menos 10 m, preferiblemente al menos 20 m, más preferiblemente al menos 50 m antes de alcanzar el mencionado pozo de producción.

El yacimiento subterráneo que comprende el crudo a ser recuperado es adecuadamente un medio poroso que ocurra naturalmente. El mencionado yacimiento puede tener una permeabilidad de menos de 20 Darcy, adecuadamente menos de 10 Darcy. La permeabilidad puede ser al menos 1 miliDarcy, preferiblemente al menos 4 miliDarcy. En una realización, la permeabilidad puede estar en el rango de 1-200 miliDarcy; en otra realización esta puede estar en el rango de 0,1 a 10 Darcy, preferiblemente 2 a 6 Darcy.

Antes del contacto con la mencionada formulación de tratamiento, el crudo en el mencionado yacimiento puede tener una viscosidad de al menos 10cP, adecuadamente al menos 100cP, preferiblemente al menos 250cP, más preferiblemente al menos 500cP, cuando se mide a la temperatura del crudo en el reservorio y a un esfuerzo cortante de 100s^{-1} . Esta viscosidad puede ser tan alta como 200.000 cP o aún 10.000.000 cP.

Antes del contacto con la mencionada formulación de tratamiento, el crudo en el mencionado yacimiento puede tener una viscosidad, medida a 25°C y a un esfuerzo cortante

23

de 100 s^{-1} , de al menos 100 cP, adecuadamente al menos 200 cP, preferiblemente al menos 400 cP, más preferiblemente al menos 800 cP, especialmente al menos 1200 cP. En algunos casos, la viscosidad puede ser mayor de 5000 cP, o aún 50,000 cP.

Las viscosidades mencionadas anteriormente se pueden medir usando un reómetro MCR 300 Anton PAAR equipado con sensores de cono y placa.

La mencionada formulación de tratamiento se puede introducir en el yacimiento a una presión de al menos 100 Psi. La presión es preferiblemente menos de 10.000 Psi, más preferiblemente menos de 5.000 Psi o menos de 3.000 Psi.

La mencionada formulación de tratamiento puede estar a una temperatura de al menos la temperatura ambiente inmediatamente antes de la introducción en el yacimiento. Preferiblemente, la mencionada formulación de tratamiento tiene una temperatura en el rango de 1 a 200°C , preferiblemente de 1 a 100°C , inmediatamente antes de la mencionada introducción.

La mencionada formulación de tratamiento se puede introducir en un pozo de inyección asociado con el yacimiento a una velocidad de entre 1000 litros/día y 1.000.000 litros/día.

La formulación de tratamiento se puede introducir en el yacimiento sustancialmente de manera continua sobre un periodo de al menos 1 hora, preferiblemente 12 horas, más preferiblemente 1 día, especialmente al menos 1 semana. La duración antes mencionada puede ser de hasta 6 meses, 1 año, 10 años o hasta 40 años.

El método implica preferiblemente la introducción de la mencionada formulación de tratamiento en el mencionado yacimiento mediante un pozo de inyección. En algunas realizaciones, la mencionada formulación de tratamiento se puede introducir en una pluralidad, adecuadamente tres o más, pozos de inyección, adecuadamente sustancialmente concurrentemente.

El mencionado pozo de inyección se puede seleccionar de un pozo vertical, un pozo inclinado o un pozo horizontal.

Preferiblemente, el contacto inicial de un crudo en el mencionado yacimiento por la mencionada formulación de tratamiento hace que el crudo se mueva en una primera dirección (o aumentar la velocidad del movimiento del crudo en la primera dirección), cuando adecuadamente el crudo contactado no se estuviere moviendo en la mencionada primera dirección antes del mencionado primer contacto inicial (o se estaba moviendo a una velocidad lenta inaceptable). Preferiblemente, el contacto inicial del crudo en el mencionado yacimiento hace que aumente la velocidad de movimiento del crudo contactado. Por ejemplo, el crudo puede estar atrapado y por lo tanto sustancialmente estacionario (excepto por el movimiento molecular del crudo) antes del contacto o el crudo se puede estar moviendo muy lentamente. Después del contacto, el crudo se puede mover y así aumentará su velocidad. Adecuadamente, después del contacto, el crudo viaja sustancialmente a la velocidad de la mencionada formulación de tratamiento. En algunos casos, la gravedad puede actuar en el crudo para moverlo hacia el pozo de producción en cuyo caso el crudo se puede mover al pozo de producción bajo tanto la gravedad como la fuerza aplicada por la mencionada formulación de tratamiento. En otras realizaciones, sustancialmente la única fuerza que hace que el crudo se mueva hacia el pozo de producción se puede suministrar por la mencionada formulación de tratamiento.

Preferiblemente, la formulación de tratamiento está dispuesta (por ejemplo, en virtud de la presión aplicada al mismo para introducirlo en la formación) para mover el crudo hacia el pozo de producción.

El yacimiento subterráneo puede incluir una pluralidad de pozos de producción a través de los cuales se puede recolectar el crudo que se ha puesto en contacto con la mencionada formulación de tratamiento.

El mencionado pozo de producción se puede seleccionar de un pozo vertical, un pozo inclinado, un pozo horizontal, un pozo multilateral y un pozo ramificado.

Preferiblemente, la viscosidad de la formulación de tratamiento no está dispuesta para aumentar (excepto debido a un cambio de temperatura de la formulación de tratamiento o que la formulación de tratamiento se asocie con el crudo) durante el paso de la formulación de tratamiento a través del yacimiento. Preferiblemente, la formulación de tratamiento no forma un gel durante su paso a través del yacimiento. Preferiblemente, no se introducen medios (por ejemplo, químicos) dentro del yacimiento para hacer que la formulación de tratamiento se reticule y/o forme un gel durante su paso a través del yacimiento. Preferiblemente, ningún componente de la formulación de tratamiento se reticula durante su paso a través del yacimiento. Preferiblemente no se forman enlaces covalentes entre las moléculas en la formulación de tratamiento durante su paso a través del yacimiento.

El material recogido en el paso (ii) comprende adecuadamente crudo, agua, polímero de desplazamiento y polímero dispersante. Las cantidades respectivas de crudo, agua, polímero de desplazamiento y polímero dispersante en el material recolectado variarán con el tiempo. Inicialmente, el material recolectado puede incluir relativamente volúmenes grandes de crudo; subsecuentemente en la medida que se recupera el crudo del yacimiento se puede reducir su proporción. En alguna etapa en el método, el material recolectado incluye adecuadamente más de 5% en peso, preferiblemente más de 10% en peso, más preferiblemente más de 20% en peso, especialmente más de 30% en peso de crudo. Puede incluir menos de 90, 80 o 70% en peso de crudo.

El material recolectado en el paso (ii) puede comprender menos de 1% en peso del mencionado polímero dispersante.

El material recolectado en el paso (ii) puede comprender más de 30% en peso, más de 40% en peso o más de 50% en peso de agua, y adecuadamente menos de 90, 80 o 70% en peso de agua.

El método puede incluir el paso de hacer que el crudo se separe de al menos parte del polímero de desplazamiento y del polímero dispersante después de la recolección en el paso (ii).

La mencionada formulación de tratamiento incluye preferiblemente menos de 1% en peso, menos de 0,5% en peso, menos de 0,1% en peso, menos de 0,05% en peso de un surfactante. Adecuadamente, el método no incluye ningún surfactante.

De acuerdo a un segundo aspecto de la invención, se proporciona una la formulación de tratamiento que comprende un polímero de desplazamiento, un polímero dispersante y agua.

La formulación de tratamiento, el polímero de desplazamiento y el polímero dispersante pueden tener cualquier característica de la formulación de tratamiento del primer aspecto *mutatis mutandis*.

De acuerdo a un tercer aspecto de la invención, se proporciona un aparato para uso en el método del primer aspecto. El aparato comprende:

- (i) medios que contienen una formulación de tratamiento que comprende un polímero de desplazamiento y un polímero dispersante;
- (ii) medios para suministrar la mencionada formulación de tratamiento a un yacimiento subterráneo de manera que la mencionada formulación de tratamiento contacte el yacimiento subterráneo;
- (iii) medios para recolectar el crudo que ha sido contactado con la mencionada formulación de tratamiento.

Cualquier característica de cualquier aspecto de cualquier invención o realización descrita en este documento se puede combinar con cualquier característica de cualquier aspecto de cualquier invención o realización descrita en este documento *mutatis mutandis*.

Las realizaciones específicas de la invención se describirán ahora, como medio de ejemplo, con referencia a las figures acompañantes, en las cuales:

La Figura 1 es una representación esquemática que muestra la ubicación del crudo en un poro del reservorio;

La Figura 2 es una representación esquemática de un yacimiento subterráneo;

La Figura 3 es la representación de la Figura 1, con una formulación de acuerdo con una realización preferida de acuerdo con una realización preferida que pasa a través del poro del reservorio;

La Figura 4 es una representación esquemática de equipos para realizar pruebas de desplazamiento para sello de arena;

La Figura 5 es un gráfico de Factores de Recuperación vs Volúmenes de Poro Inyectados (PV_{inj}) para formulaciones específicas;

Las Figuras 6 y 7 son gráficos de Concentración de Polímero Dispersante y Concentración de Polímero de Desplazamiento vs Volúmenes de Poro Inyectados para dos ejemplos diferentes.

En lo sucesivo, se refieren los siguientes materiales:

Polímero dispersante A – se refiere a un alcohol polivinílico parcialmente hidrolizado con un peso molecular promedio en el rango de 13.000 a 23.000 Daltones y un grado de hidrólisis entre 88% y 91%. El restante 11% a 9% son unidades de acetilo.

HPAM – se refiere a una poliacrilamida parcialmente hidrolizada (fórmula XII anterior, por sus siglas en inglés), con un peso molecular promedio de 18 millones a 22 millones de Daltones y un grado de hidrólisis entre 20 a 30%.

El crudo usado en los siguientes experimentos era un crudo pesado canadiense libre de arena, deshidratado hasta un contenido de agua menor de 0,5% en peso. Las viscosidades del crudo a diferentes temperaturas fueron las siguientes:

Temp (°C)	Viscosidad CP
10	115.200
20	40.010
25	24.800
30	16.400
40	6.300
50	2.850

60	1.300
----	-------

La incertidumbre en las viscosidades es aproximadamente $\pm 5\%$. Las porosidades de todos los sellos de arena usados fueron $39,9\% \pm 1,5\%$.

Con referencia a la Figura 2, un yacimiento subterráneo 20 que contiene petróleo incluye un pozo de inyección 22 el cual está separado verticalmente de un pozo de producción 26 con el yacimiento 28 que contiene el crudo extendiéndose entre ellos. El yacimiento 28 puede incluir crudo mediano o pesado, que tiene por ejemplo un API de menos de aproximadamente 30° y/o una viscosidad medida a 25°C en exceso de 1000cP. El yacimiento 20 puede tener una permeabilidad de por ejemplo 1-6 Darcies. El crudo en el yacimiento 2 puede estar presente en un número de formas diferentes, como se describe anteriormente con referencia a la figura 1.

Para recuperar el crudo del yacimiento 20, se puede inyectar un fluido de tratamiento en el yacimiento mediante un pozo de inyección 22 de manera que entre en el yacimiento como se representa por las flechas 24. Después de que entre en el yacimiento, el fluido de tratamiento permeará lentamente el yacimiento. En la medida que se mueve, la formulación es capaz de movilizar el crudo.

El Ejemplo 1 a continuación describe un método general para probar formulaciones en una prueba de desplazamiento de sello de arena; los Ejemplos 2 a 4 son ejemplos comparativos que involucran formulaciones diferentes en la prueba; el Ejemplo 5 se refiere a la prueba de una formulación de acuerdo con una realización preferida de la invención; los Ejemplos 6 y 11 describen los resultados de las pruebas de desplazamiento de sello de arena; el Ejemplo 7 evalúa la retención química dentro de la una formación; el Ejemplo 8 evalúa las propiedades interfaciales; El Ejemplo 9 evalúa las compatibilidades de la solución de tratamiento; y el Ejemplo 10 evalúa la reología de dispersión de la solución de tratamiento.

Ejemplo 1 – Equipo de Sello de Arena

Las pruebas de desplazamiento de Sello de Arena se llevaron a cabo usando el equipo de la Figura 4. Un envase para inyección de fluido 30 para contener un fluido de prueba se comunica con los recipientes de transferencia respectivos 32, 34 a través de las líneas de fluido respectivas 36, 38 las cuales incluyen las bombas respectivas 40, 42. Aguas abajo de los envases de transferencia está un Sello de Arena 44 (de 66cm de largo por 4cm de diámetro interno) que tiene una entrada 46 y una salida 48. Un transductor de presión se conecta entre la entrada 46 y la salida 48 para medir el diferencial de presión a través del sello de arena durante el proceso de inundación y la data se transmite a un computador 52. Aguas abajo de la salida 48 está un recolector de fluido 54 el cual coopera con uno o más tubos de prueba 56. El computador 52 se conecta para la transferencia de datos/señales a las bombas 40, 42, envases de transferencia 32, 34 y recolector 54. El sello de arena 44 y los envases 32, 34 están dispuestos dentro de un horno controlado termostáticamente 58.

El sello de arena 44, hecho de acero inoxidable 316, se empacó con arena de sílice usando un método de empacado húmedo, y la porosidad se determinó mediante cálculo a partir del peso de la arena usada y el volumen del sello de arena. La arena de sílice seleccionada tenía un tamaño tamiz estándar de 100 a 140 (149 micrones a 105 micrones), una forma de grano esférico, una gravedad específica de $2,65 \text{ g/cm}^3$, y una composición química de 98,2% SiO_2 donde las mayores impurezas fueron Al_2O_3 (0,49 %) y Fe_2O_3 (0,14 %). Después de empacado, se inyectaron cuatro volúmenes de poro de salmuera dentro del sello de arena mantenido con una orientación vertical de manera de lavar cualquier aire residual del sistema y asegurar la saturación completa con la salmuera. El transductor de presión 50 se conectó a través de los puertos de inyección 46 y producción 48 de manera de determinar la permeabilidad a la salmuera del sello de arena antes de los experimentos de inundación. El transductor de presión 50 se usó para medir el diferencial de presión a través del sello de arena para cada proceso de inundación, y esta data se registró continuamente usando un *software* LabView (marca registrada), vía el computador 52. No existe presión de confinamiento. Para las bombas de inyección 40, 42 se usaron bombas duales ISCO. Se usó una bomba seleccionada para inyectar fluidos a la velocidad apropiada, y la presión de la bomba de inyección se registró continuamente usando el *software* LabView. La línea de entrada desde las bombas de inyección 40, 42 al horno 58 se mantuvo a una temperatura constante de 25°C usando un baño de recirculación con agua, mientras la línea de

producción desde el horno hasta el recolector 54 se mantuvo a una temperatura constante de 50 °C usando un cable de calentamiento. El sello de arena y los envases de transferencia asociados se mantuvieron a una temperatura constante de 50 °C dentro de un horno, por la duración del experimento.

Ejemplos 2 a 5

Se prepararon las formulaciones descritas en la Tabla 1.

Tabla 1

Ejemplo No.	Detalle de la Formulación
2	Solución de salmuera (sin polímeros) con un contenido de sólidos disueltos totales de 36.000 mg/l, un contenido de calcio de 600 mg/l y un contenido de magnesio de 226 mg/l.
3	Solución de salmuera del Ejemplo 2 con 5000 ppm (0,5% en peso) de polímero dispersante A disuelto en ella.
4	Solución de salmuera del Ejemplo 2 con 300 ppm (0,03% en peso) de polímero de desplazamiento disuelto en ella. La formulación tiene una viscosidad de 10 cP a un esfuerzo cortante de 1 s ⁻¹ . El polímero de desplazamiento era HPAM.
5	Solución de salmuera del Ejemplo 2 con 5000 ppm del polímero dispersante del Ejemplo 3 y 300 ppm del polímero de desplazamiento del Ejemplo 4 disuelto en la solución de salmuera. La viscosidad de la formulación era 10 cP a un esfuerzo cortante de 1s ⁻¹ .

Ejemplo 6 – Pruebas de Desplazamiento de Sello de Arena (Primer Método)

El aparato descrito en el Ejemplo 1 se usó para probar las formulaciones de los Ejemplos 2 a 5 usando el siguiente método general:

- a. Se satura el sello de arena con salmuera del Ejemplo 2 y se determina la permeabilidad inicial a la salmuera.

- b. Se desplaza la salmuera hasta completar con el crudo seleccionado (mediante la inyección continua del crudo seleccionado a 50°C usando las bombas ISCO, hasta que el fluido desplazado estuviera ausente de cualquier agua detectable) y determinar el volumen total en el sello y la permeabilidad del crudo a una saturación de salmuera irreductible.
- c. Se envejece a 50°C durante un periodo de 15 días.
- d. Se desplaza el crudo con la salmuera del Ejemplo 2 hasta completarlo, es decir, hasta el punto en el cual no se puede extraer más crudo. Esta es una etapa de inundación con agua del experimento, durante la cual se recolectan datos.
 - i. Fluido desplazado, recogido en pequeñas fracciones volumétricas
 - ii. Diferencial de presión a través del sello de arena registrado continuamente.
- e. Se determina la permeabilidad a la salmuera después que se completan los desplazamientos.
- f. Se determina el contenido de crudo y agua de todas las fracciones recogidas.
- g. Se determinan los factores de recuperación, relaciones de movilidad y factores residuales de resistencia.
- h. Se construye un gráfico del factor de recuperación vs los volúmenes de poro del fluido inyectado (PV_{inj}).
- i. Se repiten los pasos c. hasta h. usando los fluidos de los Ejemplos 3 a 5.

Resultados

La Tabla 2 detalla los resultados – notar que para eliminar las inconsistencias entre los intentos experimentales, los resultados del factor de recuperación, después del 4 PV inicial de inundación con agua, se normalizaron a un valor de 42,1%, correspondiente al factor de recuperación al final de la fase inicial de inundación con agua.

Fluido de Ejemplo No.	Factor de Recuperación (%)	Factor de Recuperación
-----------------------	----------------------------	------------------------

	A 4 PV _{inj}	A 8 PV _{inj}	Incremental Final (% sobre la Inundación de Referencia)
2	42,1	42,1	N/A
3	42,1	52,4	10,3
4	42,1	57,9	15,8
5	42,1	71,0	28,9

Los resultados se presentan gráficamente en la Figura 5.

Los resultados muestran lo siguiente:

- (i) El factor de recuperación fue 71,0 % para la formulación del Ejemplo 5, lo cual representa una recuperación incremental después de la inundación con agua de 28.9 % (Tabla 2). ((Se adoptó una línea base de la inundación con agua debido a que la inundación con agua es el tratamiento más común antes de la EOR). Se adopta una línea base de inundación con agua debido a que la inundación con agua es un tratamiento más comúnmente usado antes de la EOR.) Con la formulación del Ejemplo 5, la recuperación incremental es significativamente mayor que aquella para solamente el polímero dispersante del Ejemplo 3 (10,3 %) o solamente el polímero de desplazamiento del Ejemplo 4 (15,8 %).
- (ii) La velocidad de recuperación con la formulación del Ejemplo 5, inmediatamente después de la inundación con agua, fue significativamente mayor que con cualquiera de los polímeros dispersantes del Ejemplo 3 por si solos o el polímero de desplazamiento del Ejemplo 4 por sí solo.
- (iii) La formulación del Ejemplo 5 tiene elementos de sinergia. Esto se puede ver mediante la comparación de la curva de recuperación de la formulación del Ejemplo 5 con una curva hipotética (denotada como “CURVA HIPOTÉTICA” en la Figura 4) generada a partir de la adición sencilla de las curvas de recuperación de los polímeros

dispersantes y de desplazamiento de los Ejemplos 5 y 4 usados separadamente. Es claro que el comportamiento de la formulación del Ejemplo 5 es más que la suma de las partes.

A pesar de que no se desea estar limitado por ninguna teoría, los resultados se pueden interpretar como indicativos de que la formulación del Ejemplo 5, la cual incluye los polímeros respectivos con diferentes funciones químicas, sirven para maximizar la recuperación de crudo mediante la afectación de las viscosidades de las fases aceitosas y acuosas así como la tensión interfacial y la humectabilidad. Esto se traslada en cambios positivos en las movilidades de la fase aceitosa y la fase acuosa así como el número capilar que ayuda a incrementar la eficiencia de la recuperación de crudo. En adición a estos cambios, una reducción en la viscosidad de la fase desplazada aumentaría la eficiencia de barrido mediante la reducción de las inestabilidades de la viscosidad a pequeña escala las cuales se encuentran comúnmente cuando existe un alto contraste de viscosidad entre el fluido desplazado y el fluido de desplazamiento. La Tabla 3 muestra las relaciones de movilidad calculadas y los factores de resistencia de los fluidos de los Ejemplos 2 a 5, que soportan la teoría anterior.

Tabla 3

Fluido de Ejemplo No.	Relación de Movilidad	Factores de Resistencia Residual
2	8,46	N/A
3	2,92	1,28
4	0,7	0,86
5	0,27	1,08

Ejemplo 7 – Evaluación de la retención química

En un tratamiento terciario (por ejemplo Recuperación Mejorada de Crudo) es importante que la retención de cualquier químico dentro de la formación subterránea sea mínima, de manera de minimizar la pérdida de químicos a la formación y que el

comportamiento de los sistemas no se deteriore. Esto es particularmente importante con las formulaciones usadas en realizaciones preferidas de la presente invención, donde se anticipa que la sinergia será maximizada cuando ambos polímeros, el dispersante y el de desplazamiento, viajen juntos a través de la formación. Por lo tanto, se prefiere que allí no haya separación cromatográfica significativa de los polímeros.

Los análisis químicos de las múltiples fracciones recolectadas de las pruebas de sello de arena permiten calcular la retención relativa de los polímeros. La Figura 6 es una gráfica de dos concentraciones de polímero (expresadas como una fracción de su concentración inyectada) como una función de los volúmenes de poro inyectados. Es claro que los dos polímeros viajan a través del sello de arena a velocidades prácticamente iguales. En comparación, se puede esperar que, si se usa un surfactante aniónico regular, en lugar de un polímero dispersante, su retención se vería afectada y su perfil se desplazaría hacia la derecha lejana de la gráfica, lejos del perfil del polímero de desplazamiento.

Aunque no se desea estar limitado por ninguna teoría, se cree que las formulaciones descritas funcionan como se representan en la Figura 3. En la figura, las flechas 10 representan la dirección del flujo de la formulación a través del poro. La referencia 12 representa una dispersión de crudo altamente móvil creada por el polímero dispersante y la dispersión se empuja por el polímero de desplazamiento. La referencia 14 representa que el crudo irreductible está siendo "empujado" y "despojado" por el efecto combinado de los polímeros dispersante y de desplazamiento.

Se llevaron a cabo varias pruebas para facilitar la selección de otros apropiados polímeros dispersantes y de desplazamiento, basada en la teoría y entendimiento de los solicitantes. El Ejemplo 8 evalúa las propiedades interfaciales de los polímeros dispersantes que se ha encontrado que son importantes en la preparación de fórmulas ventajosas. El Ejemplo 9 evalúa las compatibilidades de la solución de tratamiento para evaluar si el polímero dispersante preferido cambia las propiedades reológicas de los polímeros de desplazamiento potenciales. El Ejemplo 10 evalúa si el polímero dispersante preferido es todavía capaz de dispersar los crudos cuando está en la presencia de polímeros de desplazamiento.

Ejemplo 8 – Propiedades Interfaciales de dispersiones preparadas a partir de polímeros dispersantes solos.

El objetivo fue medir las propiedades interfaciales de los polímeros dispersantes opcionales de manera de seleccionar un polímero dispersante que tenga la mayor tendencia a incrementar el número capilar (la relación de las fuerzas viscosas a las fuerzas capilares en el flujo a través de un capilar) mediante la reducción de la tensión interfacial.

Todas las soluciones probadas estaban compuestas de un polímero dispersante a una concentración de 0,5% en peso en agua del grifo. Las tensiones superficiales e interfaciales se determinaron usando análisis de forma de gota, con un Kruss DSA 100.

Los resultados se muestran en la Tabla 4, con referencia a la estructura genérica siguiente:

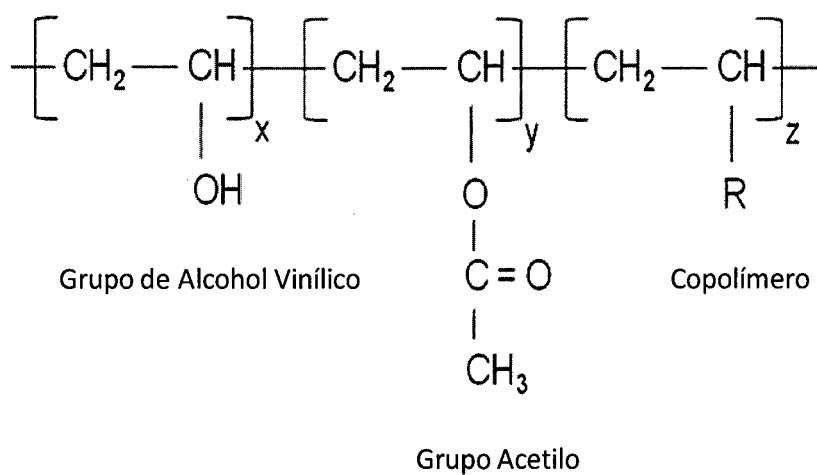


Tabla 4

Polímero Dispersante	Tensión Superficial mN/m	Hidrólisis % 100 x/(x+y)	R	z % 100 z/(x+y+z)	Peso Molecular Aproximado	Tensión Interfacial de Dos Crudos Diferentes	
						Viscosidad del Crudo 37.500 cP a 25°C	Viscosidad del Crudo 71.000cP a 25°C
Alcohol Polivinílico	65,46	99,5	Ninguno	0	130.000	20,88	18,75
Alcohol Polivinílico	48,7	88,6	Ninguno	0	20.000	9,32	9,15
Alcohol Polivinílico	55,94	80	Ninguno	0	170.000	17,83	14
Alcohol Polivinílico	49	89	Ninguno	0	180.000	9,66	9,8
Alcohol Polivinílico - copolímero de vinil formamida	52,92	98,4	N-vinil formamida	6	35.000	11,99	13,42
Alcohol Polivinílico - copolímero de vinil formamida	66,91	98,4	N-vinil formamida	6	105.000	11,51	13,27
Alcohol Polivinílico - copolímero de vinil amina	68,59	99	N-vinil amina	6	25.000-50.000	2,26	5,66
Alcohol Polivinílico - copolímero de vinil amina	68,51	99	N-vinil amina	6	105.000	2,35	5,77
Alcohol Polivinílico modificado hidrofóbicamente	46,94	90,3	Grupos Alquilos C8/C9	0,8	<20.000	7,68	7,76
Alcohol Polivinílico modificado hidrofóbicamente	56,22	98,8	Grupos Alquilos C8/C9	0,8	<20.000	11,84	11,91
Alcohol Polivinílico modificado hidrofóbicamente	45,51	90	Grupos Alquilos C8/C9	1,2	<20.000	6,69	6,89
Alcohol Polivinílico modificado hidrofóbicamente	42,12	89,6	Grupos Alquilos C8/C9	0,9	<20.000	9,81	9,89
Alcohol Polivinílico	47,52	88	Ninguno	0	18.000	6,87	8,2
Alcohol Polivinílico - copolímero sulfonatado	55,61	88	sulfonato/ácido sulfónico	<5	15.000	12,26	12,13

Del detalle en la Tabla 4, parece que todos los polímeros dispersantes probados tendrían alguna habilidad para que el agua humedezca las superficies del sílice y también para aumentar el número capilar.

Ejemplo 9 – Compatibilidades de la Solución de Tratamiento

Los ensayos contemplaron primero la preparación de las soluciones, que contienen polímeros de desplazamiento opcionales, en agua del grifo y luego la determinación de sus reogramas de esfuerzo constante, a 22°C, en la presencia o ausencia del polímero dispersante preferido. Las mediciones reológicas se hicieron usando un viscosímetro Brookfield LVDV II + Pro. Las mediciones se hicieron por duplicado.

El detalle de los experimentos llevados a cabo se proporciona en la Tabla 5. En cada caso, el polímero dispersante era alcohol polivinílico hidrolizado al 99,6% de peso molecular 20.000 (referido como "PVOH 20K").

Tabla 5

Formulación evaluada	Material de Comparación	Comentarios
a) 350 ppm HPAM + 5000 ppm PVOH 20K	350 ppm HPAM	Se encontró que los reogramas para la formulación evaluada y el material de comparación son sustancialmente idénticos.
b) 500 ppm Diutan + 5000 ppm PVOH 20K	500 ppm Diutan	Se encontró que los reogramas para la formulación evaluada y el material de comparación son sustancialmente idénticos.

Formulación evaluada	Material de Comparación	Comentarios
c) 350 ppm Diutan + 350 ppm HPAM +1000 ppm PVOH 20K	350 ppm Diutan + 350 ppm HPAM	Se encontró que los reogramas para la formulación evaluada y el material de comparación son sustancialmente idénticos.
d) 450 ppm Xantano + 5000 ppm PVOH 20K	450 ppm Xantano	Se encontró que los reogramas para la formulación evaluada y el material de comparación son sustancialmente idénticos.

De lo anterior queda claro que hay poco impacto del polímero dispersante preferido sobre las reológicas del polímero de desplazamiento potencial.

Ejemplo 10 – Reologías de dispersión de la Solución de Tratamiento

Se prepara un fluido de tratamiento de 500 ppm (0,5% en peso) de PVOH 20K y 300 ppm (0,03% en peso) de HPAM en agua del grifo (<100ppm de sólidos disueltos) y se determina la reología del crudo mediante geometría de cono y placa usando un MCR 300 PAAR. Los reogramas construidos demuestran claramente que el fluido de tratamiento es capaz de reducir la viscosidad de un número de crudos.

El experimento se repitió usando un fluido de salmuera como vehículo con un contenido total de sólidos disueltos de 36.000 mg/l, un contenido de calcio de 600 mg/l y un contenido de magnesio de 226 mg/l. Se construyeron reogramas de dispersión con petróleo. Se encontró que el efecto de la salmuera es reducir la viscosidad a todos los esfuerzos de corte lo que se cree es debido a que los componentes de la salmuera hacen que disminuya el volumen hidrodinámico de las cadenas de polímero dispersante.

Ejemplo 11 – Pruebas de Desplazamiento de Sello de Arena (Segundo Método)

Se realizó un procedimiento similar a aquel del Ejemplo 6 usando las mismas formulaciones excepto que en el Ejemplo 6 la etapa de inundación con agua se continuó hasta que no se pudo desplazar más crudo (aproximadamente 4 volúmenes de poro) y en este punto el fluido de tratamiento seleccionado se inyectó para unos 4 volúmenes de poro mas; donde en el presente ejemplo la etapa de inundación con agua se limitó a solamente 0,5 volúmenes de poro y los tratamientos subsecuentes se redujeron a 1 volumen de poro, haciendo el volumen total inyectado de 1,5 volúmenes de poro. El objetivo fue evaluar la tendencia para sinergia usando cantidades muy reducidas de químicos. Los resultados se proveen en la Figura 7 la cual muestra las mismas características que la Figura 5 (para el Ejemplo 6) esto es, los factores de recuperación para la mezcla sinérgica son los más altos después de 1,5 volúmenes de poro y el comportamiento de la mezcla sinérgica va mas allá de lo definido por la curva hipotética.

Ahora se debería apreciar que una formulación que comprende un polímero dispersante (por ejemplo, alcohol polivinílico) y un polímero de desplazamiento (por ejemplo, HPAM) actúa sinérgicamente para mejorar en la eficiencia del barrido macroscópico de un tratamiento y mejorar simultáneamente la eficiencia del desplazamiento microscópico. Para obtener los beneficios del comportamiento, los componentes de la formulación son adecuadamente compatibles químicamente y trabajan juntos para producir un resultado que no se obtiene si se usan componentes simples solamente, es decir, el comportamiento de una formulación preferida es más que la suma de sus partes.

La eficiencia del barrido se aumentará, disminuyendo la relación de movilidad. En adición, la formación de una dispersión de baja viscosidad dentro de un poro minimizará la diferencia de viscosidad entre el fluido que se desplaza y el fluido desplazado, por lo tanto minimizando la digitación viscosa causada por inestabilidades en pequeña escala. En adición, la eficiencia del desplazamiento se aumentará como una consecuencia del aumento del número capilar. Este efecto está relacionado directamente con el aumento en la viscosidad de la fase de desplazamiento y esta inversamente relacionada con la reducción en la tensión

interfacial. Las propiedades visco-elásticas de la solución del polímero de desplazamiento también facilitarán un aumento en la eficiencia del desplazamiento.

El factor de resistencia residual será más bajo que el obtenido con soluciones de polímero solo, preferiblemente menos de 1,3, más preferiblemente menos de 1,2. El solicitante cree que esto se obtiene como consecuencia de la adsorción reducida, y el entrapamiento mecánico reducido del polímero de desplazamiento en la presencia del agua humedeciendo el polímero dispersante. En adición, la retención de los polímeros dispersante y de desplazamiento debería ser similar, es decir, la separación cromatográfica de los polímeros debería ser mínima, y mucho menor que si el polímero dispersante es un surfactante convencional. Tener niveles similares de retención de polímero conduce a una reducción en la tendencia del fluido inyectado a "perder" uno de sus componentes sinérgicos.

La invención no se limita a los detalles de la(s) realización(es) anterior(es). La invención se extiende a cualquiera novedad, o cualquier combinación nueva, de las características reveladas en esta especificación (incluyendo cualesquiera reivindicaciones acompañantes, resúmenes y dibujos), o a cualquier novedad, o cualquier combinación nueva, de los pasos de cualquiera de los métodos o procesos aquí revelados.

REIVINDICACIONES

1. Un método para la recuperación de petróleo crudo de un yacimiento subterráneo, incluyendo el método el paso de:

(a) contacto del yacimiento subterráneo con una formulación de tratamiento que comprende un polímero de desplazamiento y un polímero dispersante; y

(b) recolección del crudo que se ha puesto en contacto con la mencionada formulación de tratamiento a través de un pozo de producción.

2. Un método de acuerdo a la reivindicación 1, donde el mencionado polímero de desplazamiento es tal que una formulación de prueba que comprenda 500 ppm del mencionado polímero de desplazamiento disuelto en agua desionizada, en la ausencia de cualesquiera otros aditivos, tenga una viscosidad, cuando se mide a 25°C y 1 s⁻¹ en el rango de 5 cP hasta 100 cP y la siguiente primera relación aplica, cuando la viscosidad se mide como se mencionó anteriormente:

$$\frac{\text{Viscosidad de la formulación a } 30^{\circ}\text{C}}{\text{Viscosidad de la formulación a } 20^{\circ}\text{C}} \geq 0,6$$

y la siguiente segunda relación aplica, cuando la viscosidad se mide como se mencionó anteriormente:

$$\frac{\text{Viscosidad de la formulación a } 80^{\circ}\text{C}}{\text{Viscosidad de la formulación a } 20^{\circ}\text{C}} \geq 0,10$$

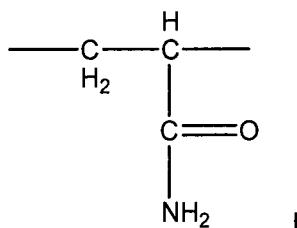
3. Un método de acuerdo a la reivindicación 1 o la reivindicación 2, donde la viscosidad de la formulación de tratamiento dividida por la viscosidad de una formulación que es la misma que la mencionada formulación de tratamiento excepto que este no incluye el polímero dispersante, cuando las viscosidades se miden a 25°C y 1 s⁻¹, está en el rango de 0,6 a 1,3.

4. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde el mencionado polímero de desplazamiento tiene un peso molecular de al menos 200.000 Daltones y un peso molecular de menos de 35.000.000 Daltones.

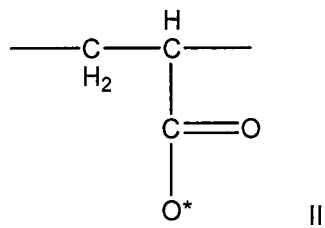
5. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde el mencionado polímero de desplazamiento se selecciona de alcohol polivinílico, polímeros acrílicos basados en ácido, basados en acrilamida y basados en vinilpiridina, polimetilvinil éter, polivinilpirrolidona, óxido de polietileno, celulosa, polisacáridos, biopolímeros, escleroglucano, xantano y derivados de los mencionados anteriormente.

6. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde el mencionado polímero de desplazamiento incluye al menos dos unidades de repetición diferentes, donde al menos dos diferentes unidades de repetición incluyen grupos funcionales seleccionados entre grupos de amidas, carboxilo, hidroxilo y éter.

7. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde el mencionado polímero de desplazamiento incluye una unidad de repetición que incluye una acrilamida de fórmula

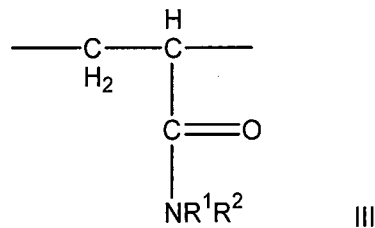


8. Un método de acuerdo a la reivindicación 7, donde el mencionado polímero de desplazamiento incluye una unidad de repetición de la fórmula I en combinación con una unidad de repetición que comprende una entidad



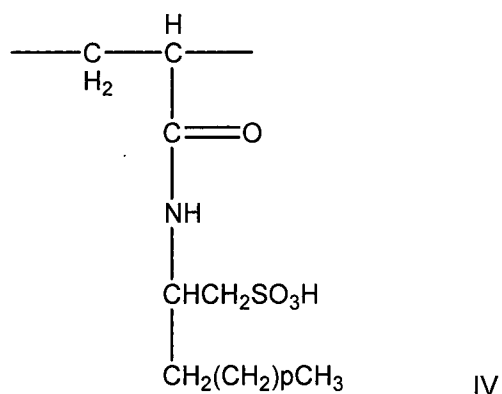
donde la entidad O* es una entidad O⁻ o está enlazada covalentemente a otro átomo o grupo.

9. Un método de acuerdo a la reivindicación 7 o la reivindicación 8, donde el mencionado polímero de desplazamiento incluye una unidad de repetición de la fórmula I en combinación con una unidad de repetición que comprende una unidad

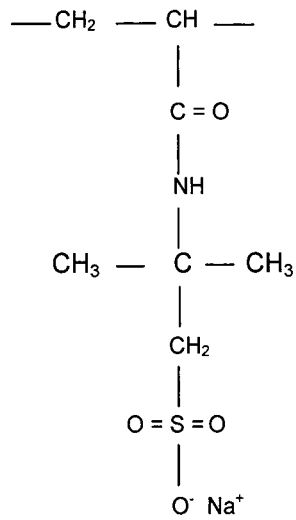


donde R¹ y R² son seleccionadas independientemente de un átomo de hidrógeno y un grupo alquilo opcionalmente sustituido.

10. Un método de acuerdo a la reivindicación 9, donde la mencionada entidad III tiene la fórmula



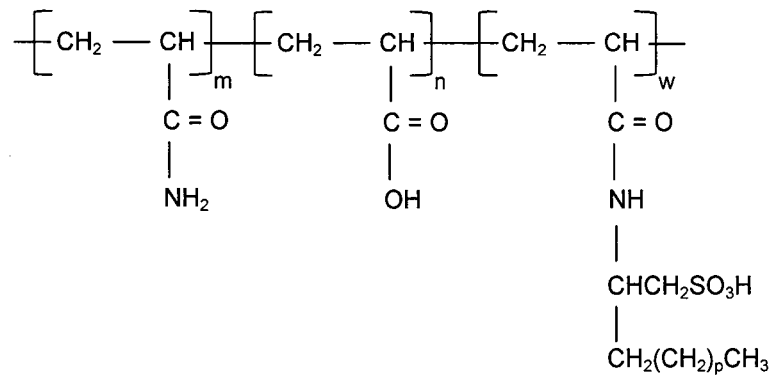
donde p es un entero en el rango de 0 a 10; o la mencionada entidad III es de la fórmula



V

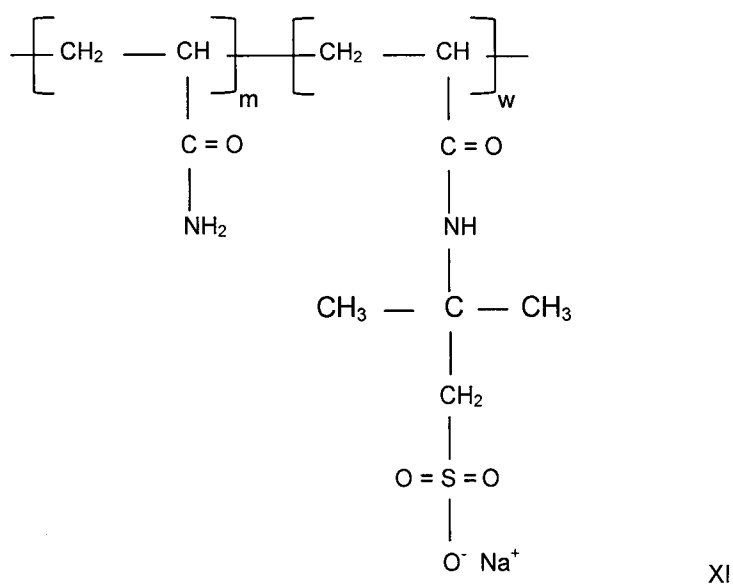
11. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde el mencionado polímero de desplazamiento es una poliacrilamida modificada hidrofóbicamente o un sulfonato de acrilamidometil-propano (AMPS).

12. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde el mencionado polímero de desplazamiento es de fórmula



VI

donde m, n y w representan el número promedio de unidades de repetición y p es un entero en el rango de 0 a 10; o de la fórmula



13. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde la mencionada formulación de tratamiento incluye menos de 8000 ppm y al menos 25 ppm del mencionado polímero de desplazamiento.

14. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde la mencionada formulación de tratamiento incluye menos de 500 ppm y al menos 100 ppm del mencionado polímero de desplazamiento.

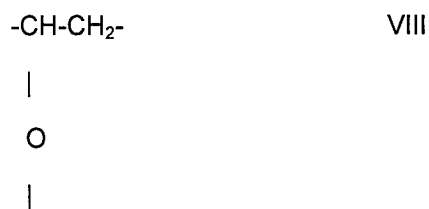
15. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde una dispersión de crudo que comprende crudo de un yacimiento subterráneo y una formulación acuosa de un polímero dispersante, contiene 5000ppm de polímero dispersante, a una relación crudo:formulación acuosa de 70:30, tiene las siguientes características a 25°C:

- viscosidad, a un esfuerzo cortante de 1 s^{-1} , de menos de 4000 cP;
- pseudo-plasticidad por encima del esfuerzo cortante en el rango de 1 s^{-1} a 100 s^{-1} ;
- viscosidad, a un esfuerzo cortante de 100 s^{-1} , de no más de 600 cP.

16. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde el mencionado polímero dispersante incluye entidades $-\text{O}-$ colgadas de un esqueleto polimérico.

17. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde el mencionado polímero dispersante incluye, en promedio, al menos 10 entidades --O-- que cuelgan de un esqueleto polimérico.

18. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde el mencionado polímero dispersante incluye una entidad:



19. Un método de acuerdo a la reivindicación 18, donde el mencionado polímero dispersante consiste esencialmente de unidades de repetición que comprenden entidades VIII.

20. Un método de acuerdo a la reivindicación 18 ó 19, donde el mencionado polímero dispersante consiste esencialmente de unidades de la fórmula VIII y 20% molar o menos de otras unidades.

21. Un método de acuerdo a cualquiera de las reivindicaciones 18 a 20, donde el enlace libre al átomo de oxígeno en la entidad VIII está enlazado a un grupo R^{10} , donde el grupo R^{10} comprende tres o menos átomos de carbono.

22. Un método de acuerdo a la reivindicación 21, donde la entidad --O--R^{10} es un grupo hidroxilo o acetato.

23. Un método de acuerdo a la reivindicación 21 o la reivindicación 22, donde al menos 50% de los grupos R^{10} son grupos hidroxilos.

24. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde la relación del número de grupos acetato al número de grupos hidroxilo en el mencionado polímero dispersante está en el rango de 0,06 a 0,3.

25. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde cada enlace libre a los átomos de oxígeno en las entidades $-O-$ colgadas del esqueleto polimérico en el mencionado polímero dispersante es de la fórmula $-O-R^{10}$ donde cada grupo $-O-R^{10}$ se selecciona entre hidroxilo y acetato.

26. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde el mencionado polímero dispersante comprende al menos 70% molar de unidades de repetición de alcohol vinílico y 30% molar o menos de unidades de repetición de acetato de vinilo.

27. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde el mencionado polímero dispersante comprende de 80 a 95% de alcohol polivinílico hidrolizado.

28. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde el peso molecular promedio del mencionado polímero dispersante está en el rango de 5.000 a 50.000.

29. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde la viscosidad de una solución acuosa al 4% en peso de polímero dispersante a 20°C está en el rango de 2 a 4cP.

30. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde la mencionada formulación de tratamiento incluye:

- 100 ppm a 30000 ppm de polímero de desplazamiento
- 500 ppm a 10000 ppm de polímero desplazamiento
- agua de balance

31. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde el mencionado polímero de desplazamiento incluye una unidad de repetición de acrilamida y el

mencionado polímero dispersante incluye unidades de repetición de alcohol vinílico y acetato de vinilo.

32. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde la mencionada formulación de tratamiento se introduce en el yacimiento a una presión de al menos 100 Psi, estando la mencionada formulación de tratamiento a una temperatura de al menos temperatura ambiente inmediatamente antes de la introducción en el yacimiento e introduciendo la mencionada formulación de tratamiento en un pozo de inyección asociado con el yacimiento a una relación entre 1000 litros/día y 1.000.000 litros/día. .

33. Un método de acuerdo a cualquier reivindicación precedente, donde la formulación de tratamiento incluye menos de 0,1% en peso de un surfactante.

34. Una formulación de tratamiento que comprende un polímero de desplazamiento, un polímero dispersante y agua.

35. Aparato para ser usado en un método de acuerdo a cualquiera de las reivindicaciones de la 1 a 33, comprendiendo el aparato:

(i) medios que contengan una formulación de tratamiento que comprende un polímero de desplazamiento y un polímero dispersante;

(ii) medios para suministrar la mencionada formulación de tratamiento a un yacimiento subterráneo de modo que la mencionada formulación de tratamiento contacte el yacimiento subterráneo;

(iii) medios para recolectar el crudo que se ha contactado con la mencionada formulación de tratamiento.

RESUMEN

Se describe una formulación de tratamiento para su uso en la recuperación mejorada de petróleo crudo que incluye un polímero dispersante que puede ser un alcohol polivinílico y un polímero de desplazamiento que puede ser una poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

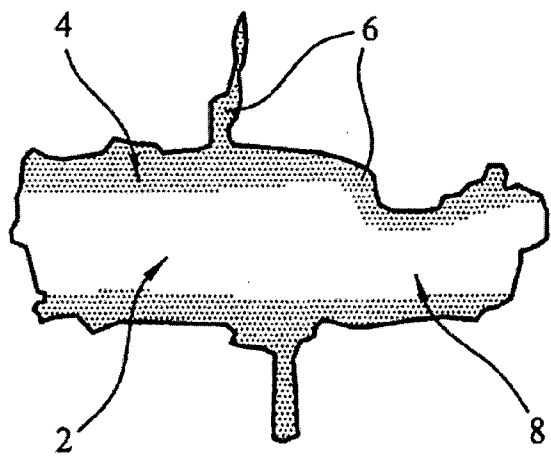


FIG. 1

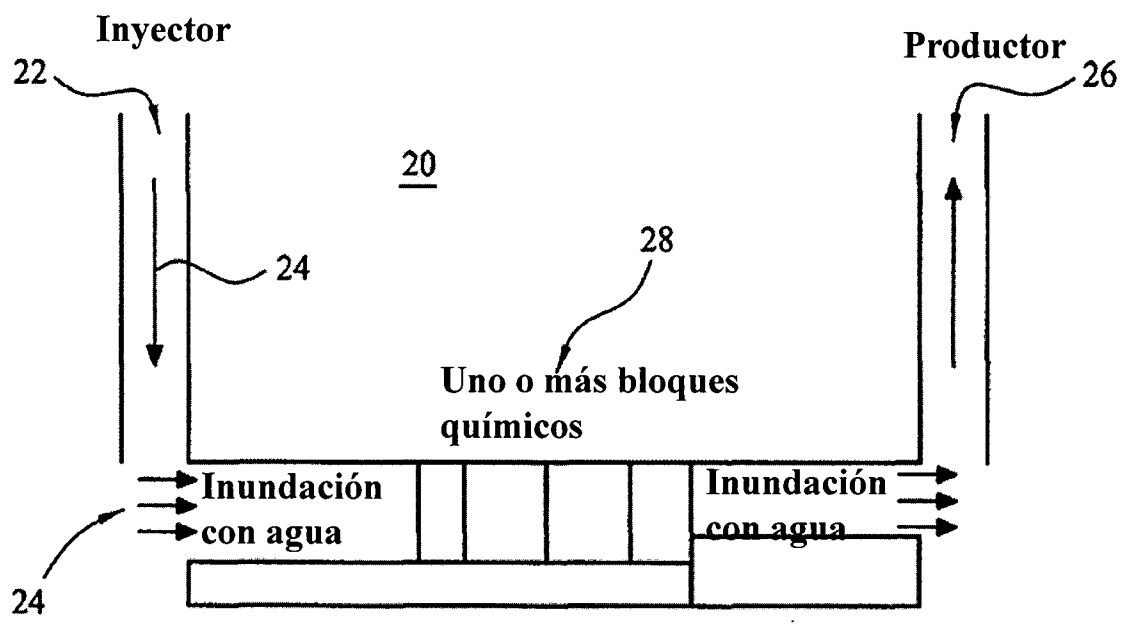


FIG. 2

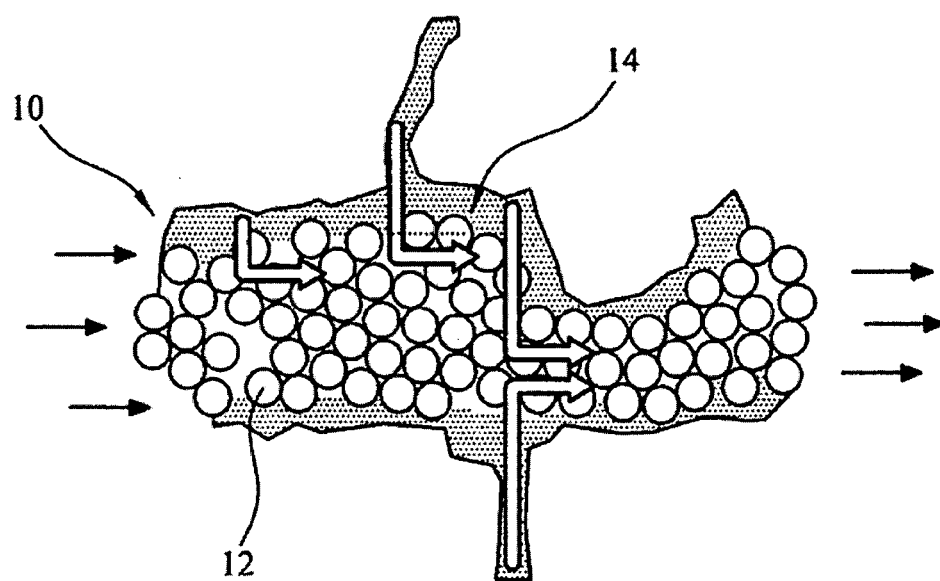


FIG. 3

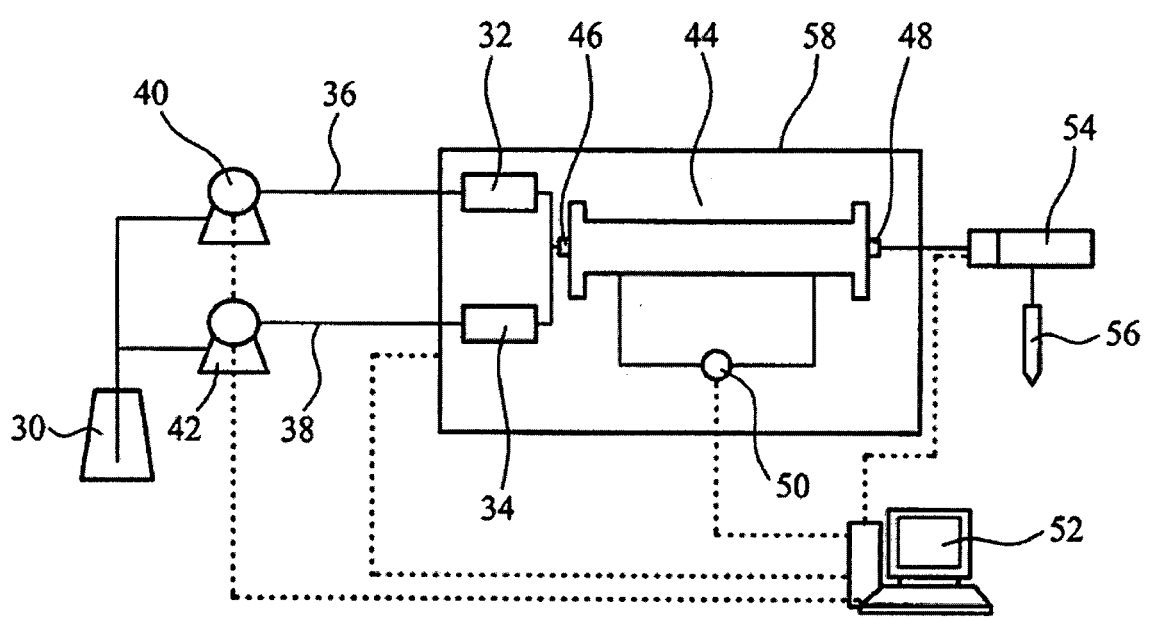


FIG. 4

- 3/4 -

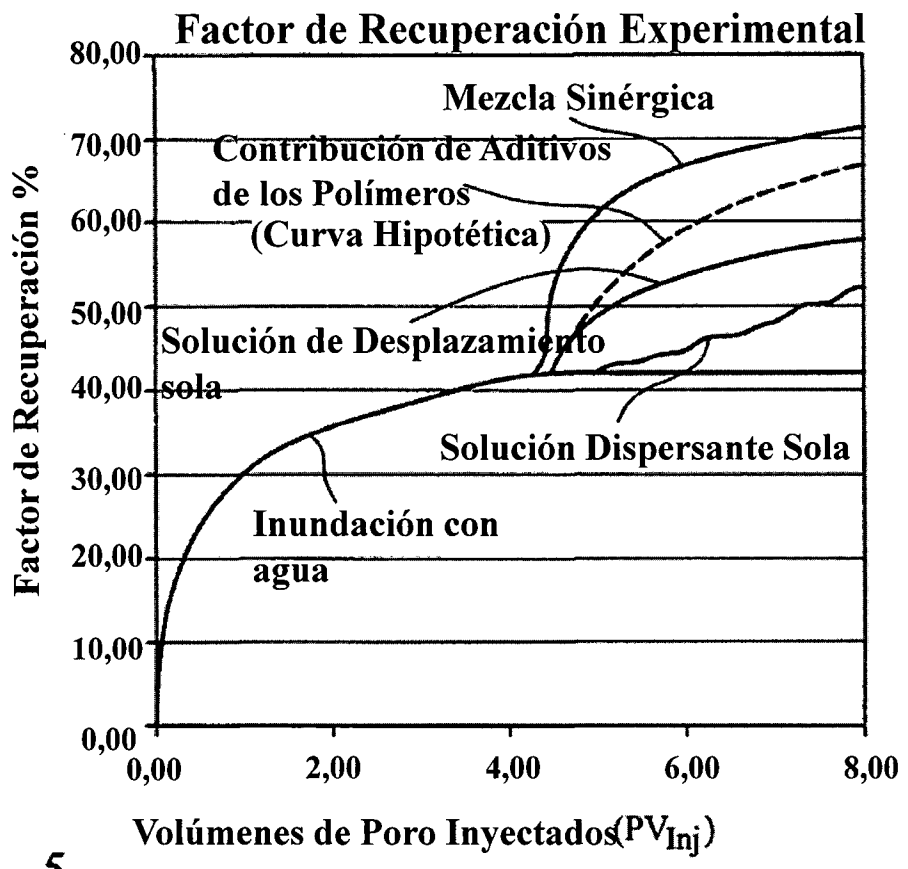


FIG. 5

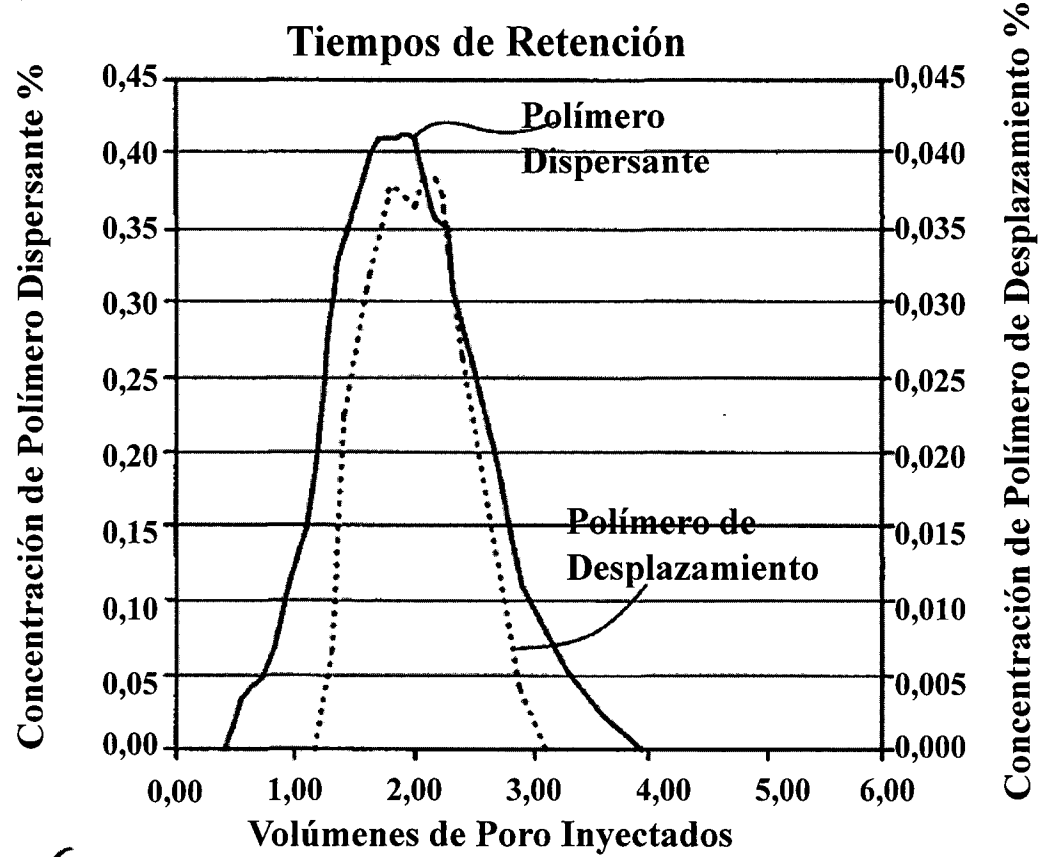


FIG. 6

S⁷

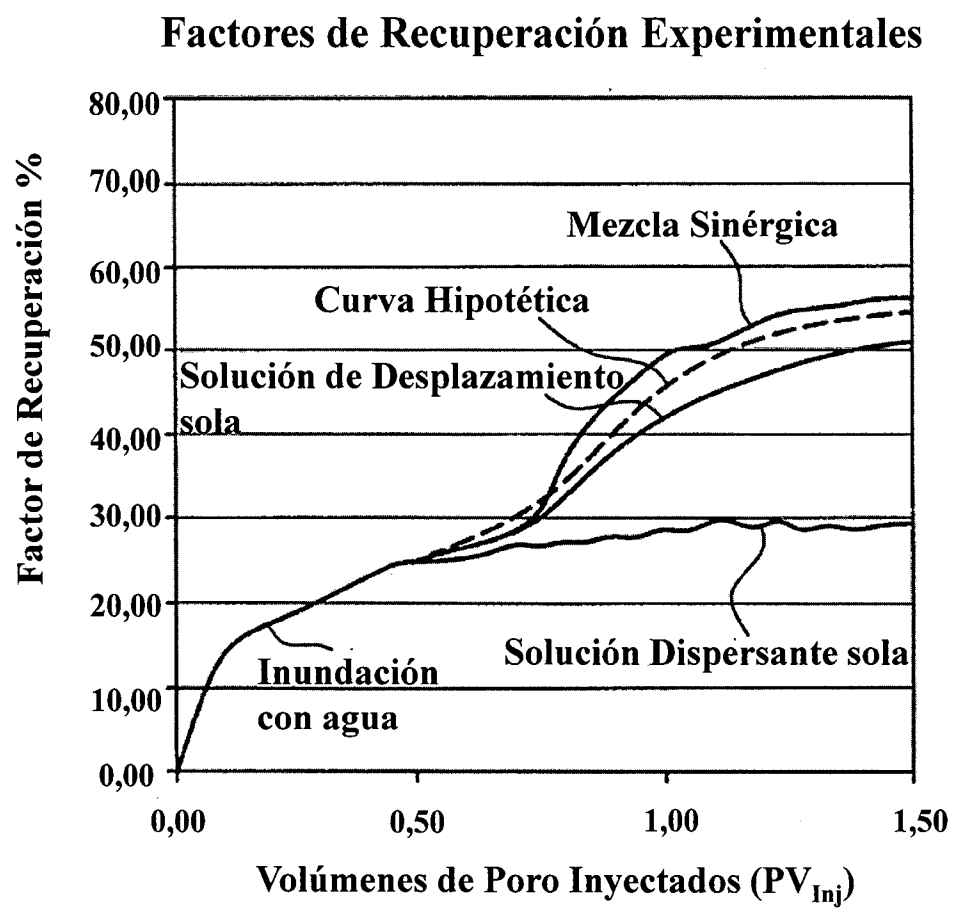
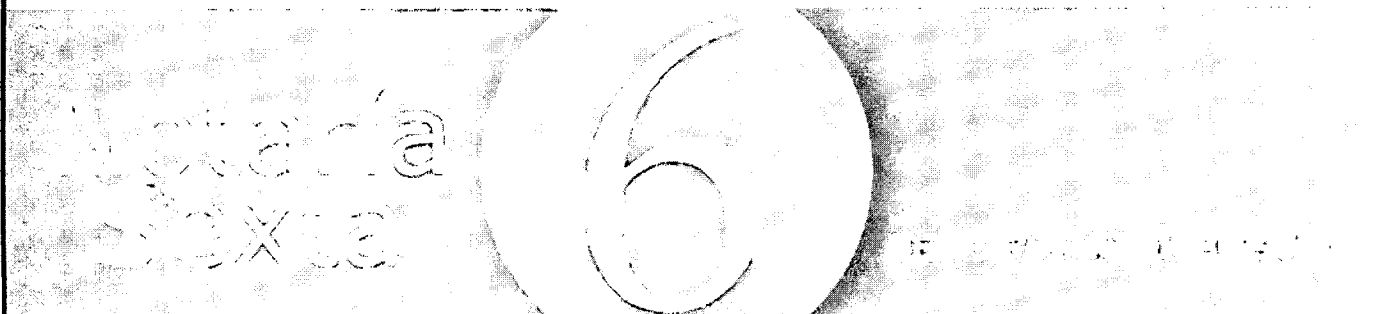


FIG. 7



COPIA NUMERO 1

DE LA ESCRITURA NUMERO: 1678
FECHA: 07/Abril/2011

ACTO O CONTRATO:
PODER ESPECIAL
OTORGANTES:
CAVELIER ABOGADOS
LUZ CLEMENCIA DE PAEZ



CERTIFICADO SC 3980-1
PRESTACION DEL
SERVICIO PUBLICO
NOTARIAL
ISO 9001:2000
NTC-ISO 9001:2000

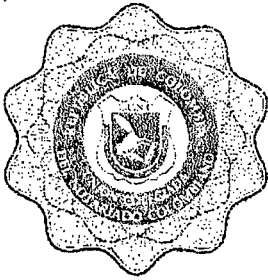


AMPARO QUINTERO ARTURO

NOTARIA SEXTA

CARRERA 9 No. 69-31 - PBX: 317 01 00 - FAX: 314 56 41

Correo Electrónico: notariasexta@etb.net.co



ESCRITURA PUBLICA NUMERO - - - 1.678 - - -

- - - MIL SEISCIENTOS SETENTA Y OCHO - - -

DE FECHA: ABRIL SIETE (07) - - -

DEL AÑO DOS MIL ONCE (2011). - - -

OTORGADA EN LA NOTARIA SEXTA (6ª.) DEL

CÍRCULO NOTARIAL DE BOGOTÁ, D.C. - - -

ACTO: PODER - - -

PODERDANTE: CAVELIER ABOGADOS NIT. No. 860041367-3 /

APODERADOS: - - -

LUZ CLEMENCIA DE PAEZ C.C. No. 35.456.344

NIDIA OSORIO LOPEZ C.C. No. 39.787.682

OSCAR FERNANDO CORREA BARBOSA C.C. No. 79.524.634

EDNA DARMELY SARMIENTO CHARRY C.C. No. 52.006.265

JORGE CHAVARRO ARISTIZABAL C.C. No. 16.209.380

En la ciudad de Bogotá, Distrito Capital Departamento de Cundinamarca, República de Colombia, en la Notaria Sexta (6a) del círculo de Bogotá, Distrito Capital, cuyo Notario(a) - - - es el(la) doctor(a) - - -

- - - AMPARO QUINTERO ARTURO - - - a los SIETE (07) - - -

días del mes ABRIL - - - del año dos mil once (2011) se otorga la escritura pública que se consigna en los siguientes términos: - - -

Compareció con minuta escrita, la señora **ADRIANA ZAPATA GIRALDO**, mayor de edad, vecina de esta ciudad, casada, identificada con la cédula de ciudadanía No. **51.680.061** de Bogotá, y dijo: - - -

ESTIPULACIONES:

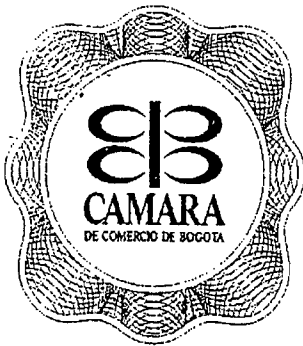
PRIMERA.- Que obra en su calidad de representante legal de la sociedad denominada **CAVELIER ABOGADOS** domiciliada en la **Carrera 4 No. 72-35, Bogotá, Colombia.** - - -

SEGUNDA: Que **OILFLOW SOLUTIONS HOLDINGS LIMITED**, sociedad constituida y existente bajo las leyes de Inglaterra y Gales, domiciliada en c/o Fairhurst, Douglas Bank House, Wigan Lane, Wigan, Lancashire, WN1 2TB, Reino Unido, designó a **CAVELIER ABOGADOS** como su representante para la Propiedad Industrial en Colombia con facultades de nombrar apoderados tal como consta en la copia auténtica del documento de representación que se protocoliza.



TERCERA.- Que en su carácter de representante legal de **CAVELIER ABOGADOS**, y en desarrollo de la facultad otorgada por **OILFLOW SOLUTIONS HOLDINGS LIMITED**, confiere poder a los abogados **LUZ CLEMENCIA DE PAEZ**, T.P.A. No. 23.555, identificada con cédula de ciudadanía número 35.456.344 de Usaquen, **NIDIA OSORIO LOPEZ**, T.P.A. No.73.366, identificada con cédula de ciudadanía número 39.787.682 de Bogotá, **OSCAR FERNANDO CORREA BARBOSA**, T.P.A. No. 71.027 identificado con cédula de ciudadanía número 79.524.634 de Bogotá, **EDNA DARMELY SARMIENTO CHARRY**, T.P.A. 65.794 identificada con cédula de ciudadanía número 52.006.265 de Bogotá y **JORGE CHAVARRO ARISTIZABAL**, T.P.A. No. 40.119, identificado con cédula de ciudadanía número 16.209.380 de Cartago (Valle), mayores de edad, vecinos de Bogotá, para que representen a la sociedad a cuyo nombre actúa, ante cualesquiera entidades o personas, ejerzan o no jurisdicción, incluyendo las del orden administrativo, contencioso administrativo y judicial, así como los tribunales de arbitramento, en todo lo concerniente a los siguientes asuntos: a) Obtención de patentes de invención, modelos de utilidad, diseños industriales, trazado de circuitos integrados, secretos industriales; el registro de marcas de fábrica, colectivas, defensivas, de servicio, lemas comerciales, nombres comerciales, enseñas, variedades vegetales, denominaciones de origen e indicaciones de procedencia, su renovación, traspaso, cambio de nombre o domicilio, cancelación voluntaria; y el registro de licencias de uso de esos derechos; b) Las acciones de competencia desleal, protección del consumidor, oposiciones, cancelación administrativa o judicial, nulidad, medidas cautelares, acción por infracción, concesión de licencias, la protección de secretos industriales y de nombres de dominio junto con su administración y pago; acciones populares, de tutela y de cumplimiento; y en general los procesos civiles, penales, administrativos o contencioso-administrativos, de conciliación, arbitramento, tutela relacionados con estos derechos; acciones y procesos que promovamos o se nos promuevan. -----

CUARTO.- Que los apoderados designados están facultados en todos los asuntos arriba determinados para sustituir este mandato, transigir, conciliar, arbitrar, admitir los hechos del proceso, desistir, cancelar, recibir, renunciar y ratificar los actos de



01



* 1 0 2 0 1 2 4 7 5 *

60

CAMARA DE COMERCIO DE BOGOTA

SEDE CHAPINERO

5 DE ABRIL DE 2011 HORA 11:44:43

R031105253

PAGINA: 1 de 3

CERTIFICADO DE EXISTENCIA Y REPRESENTACION LEGAL O INSCRIPCION DE DOCUMENTOS

CERTIFICA:

NOMBRE : CAVELIER ABOGADOS
N.I.T. : 860041367-3
DOMICILIO : BOGOTA D.C.

CERTIFICA:

NO: 00820237

CERTIFICA:

CONSTITUCION : QUE POR ESCRITURA PUBLICA NO. 0006233 DE NOTARIA SEXTA DE BOGOTA D.C. DEL 10 DE SEPTIEMBRE DE 1974 , INSCRITA EL 26 DE SEPTIEMBRE DE 1974 BAJO EL NUMERO 00021234 DEL LIBRO IX, SE CONSTITUYO LA SOCIEDAD CIVIL DENOMINADA: CAVELIER PERDOMO Y CAVELIER.

CERTIFICA :

QUE POR ESCRITURA PUBLICA NO. 0001000 DE NOTARIA SEXTA DE BOGOTA D.C. DEL 10 DE MARZO DE 1983 , INSCRITA EL 5 DE ABRIL DE 1983 BAJO EL NUMERO 00130769 DEL LIBRO IX, LA SOCIEDAD CAMBIO SU NOMBRE DE : CAVELIER PERDOMO Y CAVELIER. POR EL DE : CAVELIER ABOGADOS

CERTIFICA:

QUE POR ESCRITURA PUBLICA NUMERO 1.000 OTORGADA EN LA NOTARIA 6A. DE BOGOTA EL 10 DE MARZO DE 1.983, INSCRITA EN ESTA CAMARA DE COMERCIO EL 5 DE ABRIL DE 1.983 BAJO EL NUMERO 130769 DEL LIBRO IX, LA SOCIEDAD CAMBIO SU NOMBRE DE: CAVELIER PERDOMO Y CAVELIER, POR EL DE: CAVELIER ABOGADOS, E INTRODUJO OTRAS REFORMAS.

CERTIFICA:

CERTIFICA

QUE POR E.P.NO. 2.034 DE LA NOTARIA 6 DE SANTAFE DE BOGOTA DEL 18 DE ABRIL DE 1.995, INSCRITA EL 27 DE ABRIL DE 1.995 BAJO EL NO. 5.937 DEL LIBRO XIII, LA SOCIEDAD TRASLADO SU DOMICILIO DE LA CIUDAD DE SANTAFE DE BOGOTA D.C. AL MUNICIPIO DE TABIO (CUNDINAMARCA)...

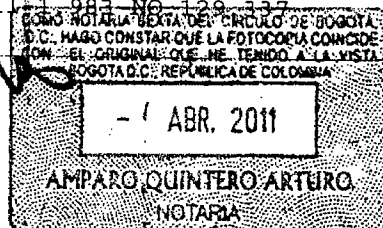
CERTIFICA:

QUE POR ESCRITURA PUBLICA NO. 7710 DE LA NOTARIA SEXTA DE BOGOTA DEL 10 DE OCTUBRE DE 1984, INSCRITA EL 15 DE NOVIEMBRE DE 1984 BAJO EL NO. 1559 DEL LIBRO XIII, LA SOCIEDAD CAMBIO SU NATURALEZA JURIDICA DE SOCIEDAD COMERCIAL A SOCIEDAD CIVIL.

CERTIFICA:

REFORMAS:

ESCRITURAS NO.	FECHA	NOTARIA	INSCRIPCION
842	10-V-1.977	18. BTA.	27-V-1.977-NO. 46.204
3.430	1-VII-1.980	6A. BTA.	3-IX-1.980-NO. 89.582
4.844	10-IX-1.980	6A. BTA.	8-X-1.980-NO. 91.261
432	10-II-1.983	6A. BTA.	1-III-1.983-NO. 129.337



7.710	10-X-1.984	6A. BTA.	15-XI-1.984-NO.	1.559
7.305	21-X-1.985	6A. BTA.	18-XI-1.985-NO.	1.906
2.567	29-IV-1.987	6A. BTA.	7-V- 1.987-NO.	2.386
4.278	3-VII-1.987	6A. BTA.	23-VII-1987 NO.	215.652
2.657	25- IV-1.988	6A. BTA.	19- V -1988-NO.	2,740
9.033	21-XII-1.990	6A. BTA.	10- I - 1991-NO.	3.786
25	3- I -1.991	6A. BTA.	10- I - 1991-NO.	3.787
1.608	8-III-1.991	6A. BTA.	14-III- 1991-NO.	3.841
2.155	2-IV- 1.991	6A. BTA.	8-IV - 1991-NO.	3.862
797	7-II -1.991	6A. BTA.	7- V -1991-NO.	3.882
1.739	14-III-1.991	6A. BTA.	7- V -1991-NO.	3.881
5.886	21-VIII-1.991	6A. BTA.	27-VIII-1991 NO.	4.019
8.596	4-XII -1.991	6A. BTA.	16-III -1992 NO.	4.430
1.494	10-III -1.992	6A. BTA.	19-III -1992 NO.	4.436
4.205	8 -VII -1.992	6A. BTA.	15-VII -1992 NO.	4.554
8.829	16-XII -1.992	6A. BTA.	24-XII -1992 NO.	4.819
12	5-I -1.993	6 STAFE BTA	13-I -1993 NO.	4.850
4.877	29-VI -1.993	6 STAFE BTA	7-VII -1993 NO.	5.065
5.216	12-VII -1.993	6 STAFE BTA	16-VII -1993 NO.	5.077
ACTA NO.71	2-IX- 1.993	JUNTA DE SOCIOS	29-IX- 1993 NO.	5.174
2.034	18-IV- 1.995	6 STAFE BTA	27- IV -1995 NO.	5.937
2.227	25-IV-1.995	6 STAFE BTA	18-VIII-1.995 NO.	6.092
7.594	12-XII-1.995	6 STAFE BTA	19- XII-1.995 NO.	6.294
676	11- II-1.997	6 STAFE BTA	14- II -1.997 NO.	6.873

CERTIFICA:

REFORMAS:

E.P. NO.	FECHA	NOTARIA	CIUDAD	FECHA	NO. INSC.
0004506	1997/07/28	0006	BOGOTA D.C.	1997/09/02	00007115
0002103	1998/04/08	0006	BOGOTA D.C.	1998/04/21	00007426
0005326	1998/08/06	0006	BOGOTA D.C.	1998/08/13	00007544
0005538	1998/08/14	0006	BOGOTA D.C.	1998/08/27	00007564
0007760	1998/11/10	0006	BOGOTA D.C.	1998/11/12	00007644
0006709	1997/11/04	0006	BOGOTA D.C.	2000/12/04	00008481
0003034	2003/05/30	0006	BOGOTA D.C.	2003/06/04	00882729
0003786	2004/07/16	0006	BOGOTA D.C.	2004/07/28	00009703
0001432	2005/03/18	0006	BOGOTA D.C.	2005/04/07	00009917
0004818	2005/08/22	0006	BOGOTA D.C.	2005/08/26	00010008
0005506	2007/07/17	0006	BOGOTA D.C.	2007/07/24	00010841
5453	2009/10/19	0006	BOGOTA D.C.	2009/10/21	00012243
1336	2010/03/16	0006	BOGOTA D.C.	2010/03/24	00012506
915	2011/02/28	0006	BOGOTA D.C.	2011/03/03	00013022

CERTIFICA:

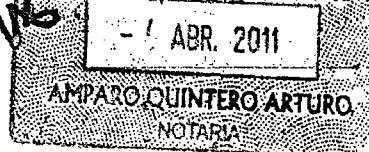
VIGENCIA: QUE LA SOCIEDAD NO SE HALLA DISUELTA. DURACION HASTA EL 10 DE SEPTIEMBRE DE 2024 .

CERTIFICA:

OBJETO SOCIAL: LA SOCIEDAD TENDRA POR OBJETO : EL EJERCICIO DE LA ACTIVIDAD PROFESIONAL DE ABOGADOS. EN DESARROLLO DE ESTE OBJETO LA SOCIEDAD PODRA ADQUIRIR, CONTRAER OBLIGACIONES Y CELEBRAR TODA CLASE DE CONTRATOS DIRECTAMENTE RELACIONADOS Y SUBORDINADOS AL MISMO, INCLUSIVE LOS DE ARRENDAMIENTO, HIPOTECA, MUTUO CON O SIN INTERES, MANDATO CIVIL Y COMERCIAL, Y SOCIEDAD, ASI COMO PARTICIPAR EN ASOCIACIONES CIENTIFICAS, GREMIALES O PROFESIONALES SIN ANIMO DE LUCRO.

CERTIFICA:

COMO NOTARIA SEXTA DEL CIRCULO DE SOGOTEC, D.C. HAGO CONSTAR QUE LA FOTOCOPIA DE 100.000.00 DIVIDIDO EN 10,000.00 CUOTAS CON VALOR NOMINAL DE 10.000.00 CADA UNA, DISTRIBUIDO ASI :





01



* 1 0 2 0 1 2 4 7 7 *

61

CAMARA DE COMERCIO DE BOGOTA

SEDE CHAPINERO

5 DE ABRIL DE 2011 HORA 11:44:43

R031105253

PAGINA: 2 de 3

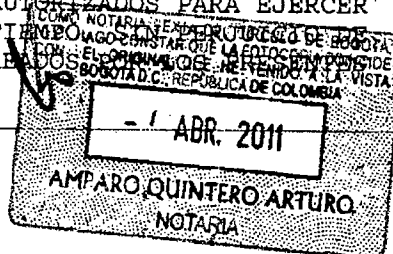
- SOCIO CAPITALISTA (S)
ASOCIACION CAVELIER DEL DERECHO N.I.T. 000008001722568
NO. CUOTAS: 8,800.00 VALOR: \$8,800.00
GAUDEBERT DE CAVELIER AGNES JEANNE C.E. 000000000131100
NO. CUOTAS: 1,200.00 VALOR: \$1,200.00
- SOCIO INDUSTRIAL (S)
TOBON FRANCO NATALIA C.C. 000000051725514
NO. CUOTAS: 0.00 VALOR: \$0.00
OSORIO LOPEZ NIDIA C.C. 000000039787682
NO. CUOTAS: 0.00 VALOR: \$0.00
ZAPATA GIRALDO ADRIANA C.C. 000000051680061
NO. CUOTAS: 0.00 VALOR: \$0.00
SUAREZ DE PAEZ LUZ CLEMENCIA C.C. 000000035456344
NO. CUOTAS: 0.00 VALOR: \$0.00
SARMIENTO CHARRY EDNA DARMELY C.C. 000000052006265
NO. CUOTAS: 0.00 VALOR: \$0.00
CHAVARRO JORGE C.C. 000000016209380
NO. CUOTAS: 0.00 VALOR: \$0.00
CORREA BARBOSA OSCAR FERNANDO C.C. 000000079524634
NO. CUOTAS: 0.00 VALOR: \$0.00
TOTALES
NO. CUOTAS: 10,000.00 VALOR: \$10,000.00

CERTIFICA:

QUE POR ESCRITURAS PUBLICAS NO. 001431 Y 001432 DEL 18 DE MARZO DE 2005 DE LA NOTARIA 06 DE BOGOTA D.C., INSCRITA EL 07 DE ABRIL DE 2005 BAJO EL NO. 0009918 Y 0009917, RESPECTIVAMENTE DEL LIBRO XIII, DE LAS MIL DOSCIENTAS (1200) PARTES DE INTERES SOCIAL RADICADAS EN CABEZA DE AGNES GAUDEBERT DE CAVELIER, SEISCIENTAS (600) PARTES ESTAN GRAVADAS O AFECTADAS EN PROPIEDAD FIDUCIARIA A FAVOR DE LAS SIGUIENTES PERSONAS : GERMAN CAVELIER FRANCO, ERNESTO CAVELIER FRANCO, JORGE CAVELIER FRANCO, INES CAVELIER FRANCO, GUILLERMO CAVELIER FRANCO, ELENA CAVELIER FRANCO, ALEJANDRO CAVELIER FRANCO, BEATRIZ CAVELIER FRANCO, Y LUCIA CAVILLIER FRANCO.

CERTIFICA:

REPRESENTACION LEGAL: EL REPRESENTANTE LEGAL ES EL DIRECTOR. EL SOCIO FUNDADOR GERMAN CAVELIER GAVIRIA TENDRA EL CARACTER DE PRESIDENTE DIRECTOR VITALICIO, PARTICIPARA POR DERECHO PROPIO EN EL CONSEJO SUPERIOR Y EN EL CONSEJO DIRECTIVO Y LLEVARA LA REPRESENTACION LEGAL DE LA SOCIEDAD CUANDO LO ESTIME PERTINENTE SIN LIMITACION ALGUNA. IGUAL PARTICIPACION Y ATRIBUCIONES TENDRA SU SUPLENTE AGNES GAUDEBERT DE CAVELIER CUANDO OCUPE EL CARGO, EN CASO DE FALTA ABSOLUTA DE GERMAN CAVELIER GAVIRIA. LOS SOCIOS COLECTIVOS ESTAN AUTORIZADOS PARA EJERCER LA REPRESENTACION DE LA SOCIEDAD EN CUALQUIER TIEMPO. CON EL CONSTATAR QUE LA REPRESENTACION DE LAS DELEGACIONES CONFERIDAS A LOS ORGANOS CREADOS POR LA LEY, SE ENVIEN A LA VISTA.



ESTATUTOS

CERTIFICA:

** NOMBRAMIENTOS **

QUE POR ESCRITURA PUBLICA NO. 0004818 DE NOTARIA 6 DE BOGOTA D.C. DEL 22 DE AGOSTO DE 2005, INSCRITA EL 26 DE AGOSTO DE 2005 BAJO EL NUMERO 00010008 DEL LIBRO XIII, FUE (RON) NOMBRADO (S):

NOMBRE	IDENTIFICACION
PRESIDENTE DIRECTOR VITALICIO CAVELIER GAVIRIA GERMAN	C.C. 000000002877924

QUE POR ACTA NO. 26 DE ASAMBLEA GENERAL DEL 13 DE MAYO DE 2010, INSCRITA EL 24 DE MAYO DE 2010 BAJO EL NUMERO 00012618 DEL LIBRO XIII, FUE (RON) NOMBRADO (S):

NOMBRE	IDENTIFICACION
DIRECTORA ZAPATA GIRALDO ADRIANA	C.C. 000000051680061
REPRESENTANTE LEGAL ASOCIACION CAVELIER DEL DERECHO	N.I.T. 000008001722568
REPRESENTANTE LEGAL GALLON GIRALDO CARLOS	C.C. 000000019066425
REPRESENTANTE LEGAL GAUDEBERT DE CAVELIER AGNES JEANNE	C.E. 000000000131100
SOCIO COLECTIVO GAUDEBERT DE CAVELIER AGNES JEANNE	C.E. 000000000131100

ASOCIACION CAVELIER DEL DERECHO N.I.T. 000008001722568
QUE POR ESCRITURA PUBLICA NO. 0004818 DE NOTARIA 6 DE BOGOTA D.C. DEL 22 DE AGOSTO DE 2005, INSCRITA EL 26 DE AGOSTO DE 2005 BAJO EL NUMERO 00010008 DEL LIBRO XIII, FUE (RON) NOMBRADO (S):

NOMBRE	IDENTIFICACION
SUPLENTE DEL PRESIDENTE DIRECTOR VITALICIO GAUDEBERT DE CAVELIER AGNES JEANNE	C.E. 000000000131100

CERTIFICA:

QUE EL NOMBRAMIENTO DE GALLÓN GIRALDO CARLOS INSCRITO BAJO EL REGISTRO 00012618 DEL LIBRO XIII, SE DA EN SU CONDICIÓN DE REPRESENTANTE LEGAL DE LA ASOCIACIÓN CAVELIER DEL DERECHO.

CERTIFICA:

FACULTADES DEL REPRESENTANTE LEGAL: APARTE DE LAS FACULTADES Y DEBERES QUE DE TIEMPO EN TIEMPO SE LE ASIGNEN POR EL CONSEJO SUPERIOR, EL DIRECTOR TENDRA LAS SIGUIENTES FUNCIONES : A) LA DE REPRESENTAR LEGALMENTE A LA SOCIEDAD ANTE LAS AUTORIDADES DE CUALQUIER ORDEN O NATURALEZA Y ANTE OTRAS PERSONAS NATURALES O JURIDICAS, CON FACULTADES PARA NOVAR, TRANSIGIR, COMPROMETER Y DESISTIR Y PARA COMPARECER EN JUICIOS INCLUSIVE EN AQUELLOS EN DONDE SE DISPUTE LA PROPIEDAD DE BIENES INMUEBLES; B) CUMPLIR Y HACER CUMPLIR LOS ESTATUTOS Y REGLAMENTOS DE LA SOCIEDAD; Y C) CREAR O SUPRIMIR TODOS LOS EMPLEOS QUE SEAN NECESARIOS DE ACUERDO CON EL CONSEJO SUPERIOR PARA EL BUEN FUNCIONAMIENTO DE LA SOCIEDAD, ASIGNARLES FUNCIONES, FIJAR SUS SALARIOS Y NOMBRAR LAS PERSONAS QUE DEBAN DESEMPEÑARLOS, ASI COMO RETIRARLOS Y RECONOCER LA AUTENTICIDAD DE LOS ACTOS ANTERIOR SE REFIERA A OPERACIONES CUYO EQUIVALENTE A CIENTO OCHENTA (180) MENSUALES, SU CELEBRACION REQUERIRA LA APROBACION PREVIA DEL CONSEJO SUPERIOR.

CERTIFICA:

ARTURO QUINTERO ARTURO
REVISOR NOTARIAL



01



* 1 0 2 0 1 2 4 7 8 *

CAMARA DE COMERCIO DE BOGOTA

SEDE CHAPINERO

5 DE ABRIL DE 2011

HORA 11:44:43

R031105253

PAGINA: 3 de 3

QUE POR ACTA NO. 0000071 DEL 2 DE SEPTIEMBRE DE 1993, INSCRITA EL 29 DE SEPTIEMBRE DE 1993 BAJO EL NUMERO 00005175 DEL LIBRO XIII, FUE (RON) NOMBRADO (S):

NOMBRE
REVISOR FISCAL

IDENTIFICACION

RINCON FANDIÑO MIGUEL ALFONSO

C.C. 000000002877024

CERTIFICA:

DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO POR LA LEY 962 DE 2005, LOS ACTOS DE REGISTRO AQUI CERTIFICADOS QUEDAN EN FIRME CINCO (5) DIAS HABILES DESPUES DE LA FECHA DE INSCRIPCION, SIEMPRE QUE NO SEAN OBJETO DE RECURSOS EN LA VIA GUBERNATIVA.

*** EL PRESENTE CERTIFICADO NO CONSTITUYE PERMISO DE
*** FUNCIONAMIENTO EN NINGUN CASO

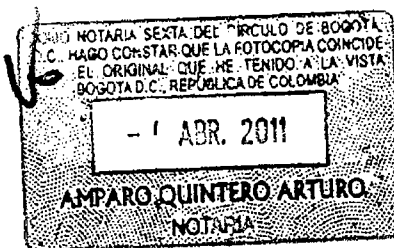
SEÑOR EMPRESARIO, SI SU EMPRESA TIENE ACTIVOS INFERIORES A 30.000 SMLMV Y UNA PLANTA DE PERSONAL DE MENOS DE 200 TRABAJADORES, USTED TIENE DERECHO A RECIBIR UN DESCUENTO EN EL PAGO DE LOS PARAFISCALES DE 75% EN EL PRIMER AÑO DE CONSTITUCION DE SU EMPRESA, DE 50% EN EL SEGUNDO AÑO Y DE 25% EN EL TERCER AÑO. LEY 590 DE 2000 Y DECRETO 525 DE 2009.

RECUERDE INGRESAR A www.supersociedades.gov.co PARA VERIFICAR SI SU EMPRESA ESTA OBLIGADA A REMITIR ESTADOS FINANCIEROS. EVITE SANCIONES.

EL SECRETARIO DE LA CAMARA DE COMERCIO,
VALOR : \$ 3,700

DE CONFORMIDAD CON EL DECRETO 2150 DE 1995 Y LA AUTORIZACION IMPARTIDA POR LA SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, MEDIANTE EL OFICIO DEL 18 DE NOVIEMBRE DE 1996, LA FIRMA MECANICA QUE APARECE A CONTINUACION TIENE PLENA VALIDEZ PARA TODOS LOS EFECTOS LEGALES

Amparo Quintero



ABOGADOS
EDIFICIO SISKI
CARRERA 4a N° 72-35
BOGOTA, 8 - COLOMBIA

REPRESENTATION

OILFLOW SOLUTIONS HOLDINGS LIMITED

domiciliado (s) c/o Fairhurst, Douglas Bank House,
en/of Wigan Lane, Wigan, Lancashire, WN1
2TB, United Kingdom

Do hereby appoint CAVELIER ABOGADOS, a general partnership organized under the laws of the Republic of Colombia by means of Public Deed No. 6233 of September 10, 1974, granted at Notary Sixth of the Bogota Circuit, domiciled in Bogota D.C., with Mercantile Registration No. 00820237 and Taxpayer Identification Number 860041367-3, domiciled at Carrera 4a N° 72-35, Bogota, Colombia, as our representative for all Industrial Property matters with faculty to receive notifications and appoint attorneys in and out of Court.

CAVELIER ABOGADOS may also represent us, with the same faculties stated above, before any entities or persons, with or without jurisdiction, administrative or jurisdictional authorities, courts of arbitration, in civil, commercial, criminal, constitutional, competition, unfair competition, administrative, administrative contentious, consumer protection, plant varieties, domain names, opposition or observation matters, administrative and Court cancellation, nullity, precautionary measures, licensing, action for writ mandamus, protection of trade secrets, regulatory law and in general represent us in any actions and suits instituted by us or against us.

The representative may, in our name, designate attorneys to act before administrative and judicial authorities, through out-of-court channels, and also procedurally in our name as plaintiff, defendant, joint litigant, representative without power of attorney, third party, when summoned to appear in court or as intervener ad excludendum. Under this authorization the representative may ~~be~~ be ~~one or more~~ one or more attorneys appointed thereby to compromise, consent, ~~cancel, resign and~~ cancel, resign and substitute the power of attorney granted to ~~the~~ the ~~attorney~~ attorney.

© CAVELIER ABOGADOS
WPC15300/ID.168729

AMPARO,QUINTERO-ARTURO
NOTARIA

NOTARIA SENTA
DE TIGO

Asimismo, la representante tendrá la facultad para revocar el poder así otorgado en el momento que considere pertinente. La representante en todo caso podrá ratificar los actos de agentes oficiosos.

representative shall have the faculty of revoking the power of attorney thus granted at any time it may deem convenient. The representative may in any case ratify the acts of representatives without a power of attorney.

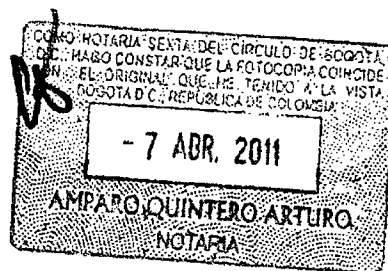
Dado y firmado hoy/ Given and signed this 25/08/2010

En/in LONDON, UNITED KINGDOM

Por/by MICHAEL JOHN CRABTREE

DIRECTOR, OILFLOW SOLUTIONS HOLDINGS LIMITED.

Firma/Signature X [Signature] Y



4 Palace Court, 250 Finchley Road
 London NW3 6DN, England

Tel: +44(0)207 433 3338

Fax: +44(0)207 435 8889

Email: info@notarypractice.com

Offices in central and west London

CERTIFICACIÓN NOTARIAL (SOCIEDAD)

El infrascrito Notario Certifica: Que la firma que antecede de
Michael John Crabtree

Es auténtica; que el signatario desempeña actualmente el cargo
 de director de la compañía OILFLOW SOLUTIONS
 HOLDINGS LIMITED

sociedad que actualmente existe y está organizada de acuerdo a
 las leyes de

Inglaterra y Gales

que la dirección de dicha compañía es

c/o Fairhurst, Douglas Bank House, Wigan Lane, Wigan,
 Lancashire, WN1 2TB, Reino Unido

y que el signatario tiene facultad para otorgar este documento.

Todos los hechos anteriores le constan por haber examinado los
 Documentos respectivos y de todo ello da fe London, Reino

El 25/08/2010

NOTARIAL CERTIFICATION (COMPANY)

The undersigned Notary certifies: That the preceding signature of
Michael John Crabtree

Is authentic, that the signatory currently acts in the position of
 director of the company OILFLOW SOLUTIONS HOLDINGS
 LIMITED

a company currently existing and organized under the laws of

England and Wales

that the address is

c/o Fairhurst, Douglas Bank House, Wigan Lane, Wigan,
 Lancashire, WN1 2TB, United Kingdom

and that the signatory has the power to grant this document.

The Notary Public is aware and attests to the above facts upon
 examination of the corresponding documents.

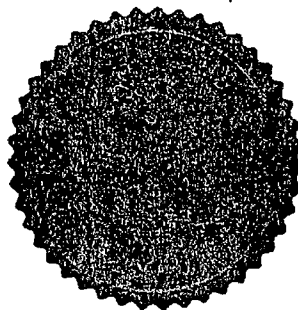
Given and signed in London, United Kingdom

On 25/08/2010

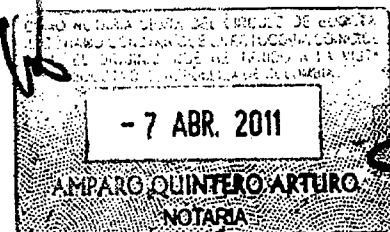
Shujaat Hussain

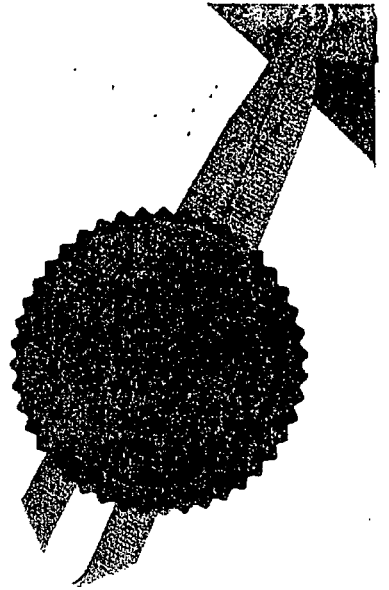
El Notario Público
 (firma-sello)

The Notary Public
 (Signature-seal)



Shujaat Hussain, Notary Public
 4 Palace Court, 250 Finchley Road
 London, NW3 6DN, ENGLAND





APOSTILLE

(Hague Convention of 5 October 1961 / Convention de La Haye du 5 octobre 1961)

UNITED KINGDOM OF GREAT BRITAIN AND NORTHERN IRELAND

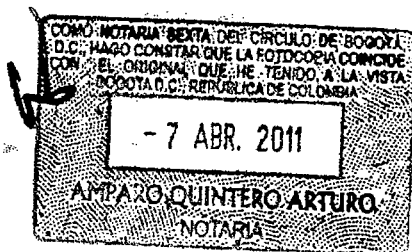
- 1 Country: United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland
Pays: Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord
This public document / Le présent acte public
- 2 Has been signed by Shujaat Husain
a été signé par
- 3 Acting in the capacity of Notary Public
agissant en qualité de
- 4 Bears the seal/stamp of The Said Notary Public
est revêtu du sceau/timbre de
- 5 at London/à Londres
- 6 Certified/Attesté
the/le 16 March 2011
- 7 by Her Majesty's Principal Secretary of State for Foreign and Commonwealth Affairs /
par le Secrétaire d'Etat Principal de Sa Majesté aux Affaires Etrangères et du Commonwealth.
- 8 Number/sous No I812847
- 9 Stamp:
timbre:
10. Signature: C. Woolley



For the Secretary of State / Pour le Secrétaire d'Etat

If this document is to be used in a country which is not party to the Hague Convention of 5th October 1961, it should be presented to the consular section of the mission representing that country.

An apostille or legalisation certificate only confirms that the signature, seal or stamp on the document is genuine. It does not mean that the content of the document is correct or that the Foreign & Commonwealth Office approves of the content.



TRADUCCIÓN OFICIAL 099/2011 DE UN DOCUMENTO EN IDIOMA INGLÉS
REALIZADA POR EDUARDO CALADO NOGUERA, TRADUCTOR OFICIAL
APROBADO POR RESOLUCION 541 DEL 27 DE FEBRERO DE 1976
EXPEDIDA POR EL MINISTERIO DE JUSTICIA DE COLOMBIA Y
DEBIDAMENTE REGISTRADO ANTE EL MINISTERIO DE RELACIONES
EXTERIORES DE COLOMBIA, POR EL CUAL OILFLOW SOLUTIONS
HOLDINGS LIMITED DOMICILIADA EN C/O FAIRHURST, DOUGLAS BANK
HOUSE, WIGAN LANE, WIGAN, LANCASHIRE, WN1 2TB, REINO UNIDO
OTORGA REPRESENTACIÓN EN ASUNTOS RELACIONADOS CON PROPIEDAD
INDUSTRIAL A CAVELIER ABOGADOS.

DADO Y FIRMADO HOY 25 DE AGOSTO DE 2010 EN LONDRES, REINO
UNIDO POR MICHAEL JOHN CRABTREE, DIRECTOR, OILFLOW SOLUTIONS
HOLDINGS LIMITED. FIRMADO (ILEGIBLE)

NOTARIA PÚBLICA, INGLATERRA Y GALES

4 PALACE COURT, 250 FINCHLEY ROAD

LONDRES, NW3 6DN, INGLATERRA

TEL + 44(0) 207 433 3338

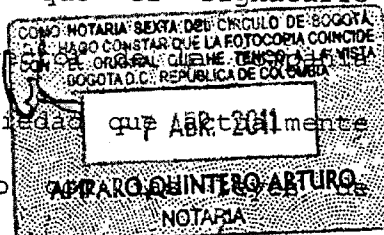
FAX + 44(0) 207 435 8889

Correo electrónico: info@notarypractice.com

Oficinas en Londres occidental y central

CERTIFICACIÓN NOTARIAL (SOCIEDAD)

El infrascrito notario certifica que la firma que antecede de
MICHAEL JOHN CRABTREE es auténtica, que el signatario
desempeña actualmente el cargo de director de OILFLOW SOLUTIONS HOLDINGS LIMITED sociedad que actualmente
existe y está organizada de acuerdo a la legislación de Inglaterra y Gales; que la dirección de dicha compañía es c/o



Eduardo Calado
Eduardo Calado Noguera
TRADUCTOR OFICIAL
Inglés - Español - Inglés
Res. 541 Febrero de 1976

FAIRHURST, DOUGLAS BANK HOUSE, WIGAN LANE, WIGAN, LANCASHIRE,
WN1 2TB, REINO UNIDO y que el signatario tiene facultad para
otorgar este documento

Todos los hechos anteriores le constan por haber examinado
los documentos respectivos y de todo ello da fe. Londres,
Reino Unido, 25 de agosto de 2010.

SELLO REALZADO FIJADO SOBRE PLASTICO DE COLOR MORADO, CON LA
LEYENDA SHUJAAT HUSAIN, NOTARIO PÚBLICO, 4 PALACE COURT, 250
FINCHLEY ROAD, LONDRES, N W3 6 DN, INGLATERRA
MIEMBRO DE LA SOCIEDAD DE NOTARIOS DE INGLATERRA Y GALES.
REGULADA POR LA OFICINA DE FACULTAD.

APOSTILLA

(CONVENCION DE LA HAYA DEL 5 DE OCTUBRE DE 1961)

1. PAIS: REINO UNIDO DE GRAN BRETAÑA E IRLANDA DEL NORTE

Este documento público

2. ha sido firmado por SHUJAAT HUSAIN

3. quien actúa en su calidad de NOTARIO PÚBLICO

4. lleva el sello/estampilla de DICHO NOTARIO PÚBLICO

CERTIFICADO

5. En LONDRES 6. el 16 de marzo de 2011

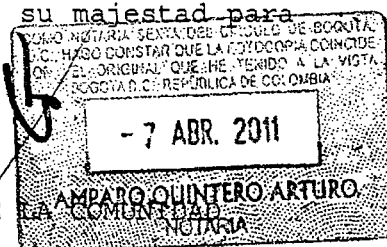
7. Por el secretario de estado principal de su majestad para
asuntos extranjeros y de la comunidad

8. No. I812847

9. Sello/estampilla: OFICINA EXTRANJERA Y DE LA COMUNIDAD

10. Firma: C. WOOLLEY a nombre del secretario de estado.

Si este documento va a emplearse en un país que no sea parte
de la Convención de la Haya del 5 de octubre de 1961, debe



NO SE ASUME
RESPONSABILIDAD
DEL TEXTO

MINISTERIO DE
RELACIONES EXTERIORES

Edmundo Caldas H.
SECRETARIO DE ESTADO
EXTERIOR
Lima - Bogotá - Bogotá

presentarse ante la sección consular de la misión que
representa ese país.

Una apostilla o certificado de legalización solo confirma que
la firma, sello o estampilla sobre el documento es genuina.
No significa que el contenido del documento sea correcto o
que la Oficina Extranjera y de la Comunidad aprueba el
contenido.

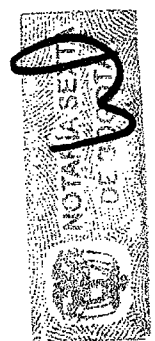
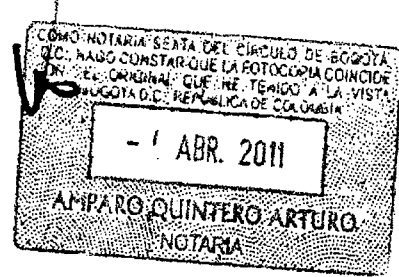
1 hora 30 minutos. 477 palabras

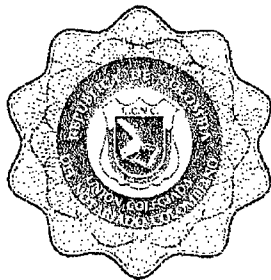
Colo-18330-843-001-0

ECN\ECN\ID-190340\WPCL002G

Bogotá, 5 de abril de 2011.

Gerardo Calado N.
Notario Público
Bogotá, D.C.





agentes oficiosos. _____

QUINTO- Que protocoliza con la presente escritura, un certificado expedido por la Cámara de Comercio de Bogotá, que acredita la constitución y personería de la sociedad **CAVELIER ABOGADOS**, igualmente protocoliza

copia autenticada del documento de representación otorgado el día 25 de agosto de 2010 por **OILFLOW SOLUTIONS HOLDINGS LIMITED** documento que está debidamente legalizado por Apostilla. _____

Presente la señora **ADRIANA ZAPATA GIRALDO**, domiciliada en Bogotá, identificada como aparece al pie de su firma y manifestó que está conforme con el contenido de esta escritura pública. _____

HASTA AQUI LAS DECLARACIONES DEL INTERESADO

NOTA 1. La Notaria les informa a los otorgantes : 1. Que únicamente responde de la regularidad formal de (los) instrumento (s) que autoriza, pero no de la veracidad de las Declaraciones de los interesados (Art. 9º. Decreto 960 de 1970). **NOTA 2.** El (Los) compareciente (s) hace (n) constar que: _____

1. Ha (n) verificado cuidadosamente su (s) nombre (s) y apellido (s), estado (s) civil (es), el número de su (s) documento (s) de identificación, y aprueba (n) esta escritura sin reserva alguna, en la forma como quedó redactado. 2. Las declaraciones consignadas en esta escritura corresponden a la verdad y en consecuencia asume (n) la responsabilidad de lo manifestado en caso de utilizarse esta escritura con fines ilegales. 3.-Conoce (n) la Ley y sabe (n) que el notario responde de la regularidad formal de (los) instrumento (s) que autoriza, pero no de la veracidad de las declaraciones del (los) otorgante (s). Ni de la autenticidad del (los) documento (s) que forma (n) parte de este instrumento. _____

EN CONSECUENCIA LA NOTARIA NO ASUME NINGUNA RESPONSABILIDAD POR ERRORES O INEXACTITUDES ESTABLECIDAS CON POSTERIORIDAD A LA FIRMA DEL (LOS) OTORGANTE (S) Y DE LA NOTARIA. EN TAL CASO, ESTOS DEBEN SER CORREGIDOS DE LA MANERA PREVISTA EN EL DECRETO 960 DE 1970. _____

CONSTANCIA NOTARIAL: (Artículo 9 Decreto Ley 960 de 1970). El Notario responde de la regularidad formal del instrumento que autoriza, pero no de la veracidad de las declaraciones de los interesados. Tampoco responde de la

capacidad o aptitud legal de estos para celebrar el acto o contrato respectivo. —

OTORGAMIENTO Y AUTORIZACIÓN. Leído, el presente instrumento público por el otorgante, dio su asentimiento y en prueba de ello lo firma junto con la suscrita Notaria quien en esta forma lo autoriza. —

DERECHOS NOTARIALES: \$ 44.000.00 — — — — —

RECAUDO SUPERINTENDENCIA: \$3.700.00

RECAUDO FONDO NACIONAL DE NOTARIADO: \$3.700.00

IVA: \$ 23.936.00 — — — — —

RESOLUCIÓN 11621 DE DICIEMBRE 22 DE 2010, MODIFICADA POR LA RESOLUCION 11903 DE DICIEMBRE 30 DE 2010

PAPEL NOTARIAL: El presente instrumento público se extendió y firmó en las hojas de papel notarial números: 7 700105 674856 - 7 700105 674849 — — — — —

EN BLANCO... EN BLANCO

Adriana Zapata Giraldo
ADRIANA ZAPATA GIRALDO

C.C. 24650067

TEL.

DIRECCIÓN.

QUIEN OBRA EN SU CALIDAD DE REPRESENTANTE LEGAL DE LA SOCIEDAD DENOMINADA **CAVELIER ABOGADOS**



AMPARO QUINTANA ACOSTA

NOTARIA(O) SEXTA(O) (6) — DE BOGOTÁ, D.C.

ELABORÓ: MILENA.R
IDENTIFICÓ:
REVISÓ:
CERRÓ: M2



ES FIEL Y PRIMERA COPIA (FOTOCOPIA) TOMADA DE LA ESCRITURA PUBLICA
NUMERO 1678 DE FECHA ABRIL 07 DE 2011.

COPIA QUE EXPIDO CON DESTINO AL INTERESADO EN 09 HOJAS RUBRICADAS
EN SUS MARGENES, LA CUAL CARECE DE NOTAS DE REVOCATORIA.
MODIFICACION O SUSTITUCION, POR TANTO SE PRESUME VIGENTE EL PODER
EN ELLA CONTENIDO.

BOGOTA D.C. ABRIL 08 DE 2011

RESOLUCION 01 DE 2008

POR LA NOTARIA SEXTA DE BOGOTA D.C.



MABEL ANDREA RODRIGUEZ DIAZ
NOTARIA ENCARGADA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800.176.089-2

-/-

68

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

RECIBO DE CAJA

No. 14 - 0016080

Bogotá D.C., Febrero 12 de 2014 - 08:48:52

RECIBIDO DE : CAVELIER ABOGADOS

NI 860.041.367

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	650544952	12/02/2014	17.517.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNDITARIO	Vr. CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE INVENCIÓN	515.000.00	515.000.00
				\$515.000.00

SON: **QUINIENTOSQUINCE MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable:

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 14-039861- -00000-0000

Fecha: 2014-02-25 16:52:43 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 71

Código: 18330-841-003-8.

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

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

Febrero 12 de 2014 - 08:49:00

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800.176.089-2

-/-

69

**Industria y Comercio**
SUPERINTENDENCIA

RECIBO DE CAJA

No. 14 - 0019344

Bogotá D.C., Febrero 19 de 2014 - 14:24:22

RECIBIDO DE : CAVELIER ABOGADOS

NI 860.041.367

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	651470816	19/02/2014	11.526.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNIDITARIO	Vr. CONCEPTO
25	50005-01-01 SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INIC	31.000.00	775.000.00
				\$775.000.00

SON: **SETECIENTOS SETENTA Y CINCO MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 14-039861- -00000-0000

Fecha: 2014-02-25 16:52:43 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve. 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 70

COLO: 18330-841-00 3-8

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

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

, Febrero 19 de 2014 - 14:24:26

20

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA		SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO DIVISION DE NUEVAS CREACIONES EXTRACTO PARA PUBLICACIÓN SOLICITUD FASE NACIONAL PCT	
(21) N° de solicitud:		(51) Int Cl: C09K 008/588	
22) Fecha de solicitud:		(71) Solicitante(s) OILFLOW SOLUTIONS HOLDINGS LIMITED	
(30) Prioridad	(31) Prioridad 1113229.7	(32) Fecha 2011/08/01	(33) País GB
		(72) Inventor(es) PHILIP FLETCHER Y OTROS	
		(74) Apoderado: LUZ CLEMENCIA DE PAEZ	
(85)	Fecha limite inicio fase nacional: 2014/03/01		(87) Publicación internacional
(86)	Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT		Fecha: 2013/02/07
	Fecha de presentación de la solicitud: 2012/07/23		N° publicación: WO 2013/017838 A1
	No. de solicitud PCT/GB2012/051762		
(54) Título: RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO			

Resumen:

Se describe una formulación de tratamiento para su uso en la recuperación mejorada de petróleo crudo que incluye un polímero dispersante que puede ser un alcohol polivinílico y un polímero de desplazamiento que puede ser una poliacrilamida parcialmente hidrolizada.



No. 14-039861- -00000-0000

Fecha: 2014-02-25 16:52:43 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 70 71

PATENTE DE INVENCION ☐

MODELO I

☐	Indicación que se solicita una patente.
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Descripción de la invención
☐	Dibujos de ser estos pertinentes
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas (De ser el caso formato de descuento)
Completa ☐	Incompleta ☐

PATENTE DE INVENCION PCT ☒ MODELO DE UTILIDAD PCT ☐ Art.33 Decisión 486/00, Circular Única

☒	Indicación que se solicita una PCT
☒	Copia de la solicitud en español, tal como fue presentada inicialmente (capítulo descriptivo, reivindicatorio, resumen)
☐	Dibujos de ser estos pertinentes
☒	Comprobante de pago de las tasas establecidas (de ser el caso formato de descuento)
Completa ☒	Incompleta ☐

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

☐	Indicación que se solicita Diseño industrial
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Representación gráfica y fotográfica del Diseño industrial o muestra del material que incorpora el diseño
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas
Completa ☐	Incompleta ☐

ESQUEMA DE TRAZADO ☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

☐	Indicación que se solicita un esquema de trazado
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Representación gráfica de un esquema de trazado
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas
Completa ☐	Incompleta ☐