

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 14-144146- -00000-0000

Fecha: 2014-07-04 11:07:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 411 PRESENTACION Folios: 9

T=F8

DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL

División de Nuevas Creaciones

SOLICITUD
PATENTE DE INVENCION

21. EXPEDIENTE No. _____

FORMULACIÓN Y MÉTODO DE USO PARA EXPLOTACIÓN DE POZOS Y

54. TITULO TRANSPORTE DE PETRÓLEO PESADO Y EXTRA-PESADO

51. CLASIFICACION INTERNACIONAL _____

71. SOLICITANTE INTEVEP, S.A.

DOMICILIO CARACAS, VENEZUELA

74. APODERADO JUAN PABLO CADENA SARMIENTO

22. BOGOTÁ, D.C. _____



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



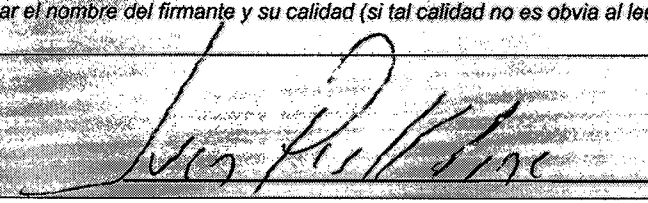
No. 14-144146- -00000-0000
Fecha: 2014-07-04 11:07:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 411 PRESENTACION Folios: 9

licación
//

AS. 128.595

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD DE PATENTE - NACIONAL

1	TIPO DE SOLICITUD		☒ Patente de invención		☐ Patente de Modelo de Utilidad	
2	TÍTULO DE LA INVENCION (200 caracteres o espacios máximos)				3	CIP Clasificación Internacional de Patentes
FORMULACIÓN Y MÉTODO DE USO PARA EXPLOTACIÓN DE POZOS Y TRANSPORTE DE PETRÓLEO PESADO Y EXTRA-PESADO						
4	SOLICITANTE (S) ☐ Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria					
1. INTEVEP, S.A.		NOMBRE		IDENTIFICACIÓN		
APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL		NOMBRE		TIPO		
5	DATOS DEL SOLICITANTE					
DIRECCIÓN		Apartado 76343, 1070A		No. TELÉFONO		
CIUDAD		Caracas		CORREO ELECTRÓNICO		
DEPARTAMENTO/ESTADO		VE		NACIONALIDAD O LUGAR DE CONSTITUCIÓN		
PAÍS DE RESIDENCIA		VE		VE		
6	INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria					
APELLIDOS		NOMBRES		NACIONALIDAD		
1. MANRIQUE		Pablo		VE		
2. ARCHER		Franklin		VE		
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:						
7	DATOS INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria					
PAÍS RESIDENCIA		DEPARTAMENTO/ESTADO		CIUDAD		
1. VE				Caracas		
2. VE				Caracas		
				DIRECCIÓN		
				Edificio Caroata Apartamento 10C, Parque Central		
				Edificio Lagunillas Apto. 9C2, El Valle		
OTRO(S) SOLICITANTE(S) Y/O (OTRO(S)) INVENTOR(ES)						
☐ Los demás solicitantes y/o (demás) inventores se indican en una hoja de información complementaria.						
8	☐ REPRESENTANTE LEGAL ☒ APODERADO					
APELLIDOS		NOMBRES		IDENTIFICACIÓN		
CADENA SARMIENTO		JUAN PABLO		C.C . 80.410.337 T.P . 57492		
DIRECCIÓN		Calle 70A 4 41		No. TELÉFONO 7442200		
CIUDAD		Bogotá, D.C.		CORREO ELECTRÓNICO		
PAÍS		CO		No. RADICACIÓN O PROTOCOLO DE PODER GENERAL		
9	DECLARACIONES DE PRIORIDAD ☒ SI ☐ NO					
(33) PAÍS DE ORIGEN		CÓDIGO PAÍS		(31) NÚMERO		
1. US		US		13/935,644		
2.						
3.						
				(32) FECHA (AAAA/MM/DD)		
				2013/07/05		

10	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.			
11	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.			
12	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			
13	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.			
14	PARA PUBLICAR A PARTIR DE LA FECHA DE PRESENTACIÓN O DE LA PRIORIDAD INVOCADA:		15 COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO
Si es Patente de Invención ☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 18 meses ☐ Otro Cual:		Si es Patente de Modelo de Utilidad ☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ Otro Cual:	No: 14-62228, 14-34451, 14-62309, 14-10269, 14-49803 Fecha: 04.07.2014
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>		
			
17	ANEXOS		
Documentación Técnica 1. ☒ Descripción N° de folios: 1-33 2. ☒ Reivindicaciones N° Reivindicaciones: 41 3. ☒ Dibujos y/o figuras N° folios: 1-11 4. ☒ Resumen. 5. ☐ Documento de Prioridad. 6. ☐ Traducción del documento de prioridad. 7. ☐ Certificado de depósito de material biológico si fuera el caso. 8. ☐ Listado de secuencias de nucleótidos y/o aminoácidos en forma digital si fuera el caso. 9. ☐ Arte final 12 x 12. 10. ☒ Anexo formato digital.		Documentación Jurídica 11. ☒ Poderes, si fuera el caso. 12. ☐ Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante. 13. ☐ Copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, o certificado o número de registro, si fuera el caso. 14. ☐ Copia de la licencia o autorización de conocimientos tradicionales, o certificado o número de registro, si fuera el caso. 15. 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: 16. ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud. 17. ☒ Comprobante de pago por reivindicación de prioridad. 18. ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación. 19. ☒ Comprobante de pago por reivindicación adicional a 10.	

1285953

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800.176.089-2

- / -



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

RECIBO DE CAJA

No. 14 - 0062228

Bogotá D.C., Junio 12 de 2014 - 08:30:51

RECIBIDO DE : BRIGARD & CASTRO S.A.

NI 860.047.372

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	650548533	11/06/2014	28.441.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNDITARIO	Vr. CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	7 TTLOS-TRAMITES DE SOL. DE DISENOS INDUSTRIALES	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. 14-144146- -00000-0000

Fecha: 2014-07-04 11:07:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 411 PRESENTACION Folios: 9

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

, Junio 12 de 2014 - 08:31:04

128895 4

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800.176.089-2

- / -



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

RECIBO DE CAJA

No. 14 - 0034451

Bogotá D.C., Marzo 31 de 2014 - 07:56:20

RECIBIDO DE : BRIGARD & CASTRO S.A.

NI 860.047.372

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	610743210	28/03/2014	34.288.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	82 INVOCACION DE UNA PRIORIDAD EN NUEVAS CREACIONES	180.000.00	180.000.00
				\$180.000.00

=====

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

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 14-144146- -00000-0000

Fecha: 2014-07-04 11:07:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 411 PRESENTACION Folios: 9

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

, Marzo 31 de 2014 - 07:56:34

128595

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800.176.089-2

- / -



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

RECIBO DE CAJA

No. 14 - 0062309

Bogotá D.C., Junio 12 de 2014 - 08:30:51

RECIBIDO DE : BRIGARD & CASTRO S.A.

NI 860.047.372

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	650548533	11/06/2014	28.441.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNDITARIO	Vr. CONCEPTO
15	50005-01-01 SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INIC	31.000.00	465.000.00
				\$465.000.00

SON: **CUATROCIENTOS SESENTA Y CINCO MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 14-144146-00000-0000

Fecha: 2014-07-04 11:07:30
Tra. 2 PATENTES
Act. 411 PRESENTACION

Dep. 2020 DIR. NUEVAS CR
Eve: 1 REGDEPOSITO
Folios: 9

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

Junio 12 de 2014 - 08:31:08

1285956

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800.176.089-2

- / -



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

RECIBO DE CAJA

No. 14 - 0010269

Bogotá D.C., Enero 29 de 2014 - 16:30:20

RECIBIDO DE : BRIGARD & CASTRO S.A.

NI 860.047.372

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	650529541	29/01/2014	27.663.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNDITARIO	Vr. CONCEPTO
15	50005-01-01 SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INIC	31.000.00	465.000.00
				\$465.000.00

SON: **CUATROCIENTOS SESENTA Y CINCO MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 14-144146-00000-0000

Fecha: 2014-07-04 11:07:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 411 PRESENTACION Folios: 9

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

, Enero 29 de 2014 - 16:30:26

1285957

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800.176.089-2

- / -



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

RECIBO DE CAJA

No. 14 - 0049803

Bogotá D.C., Mayo 12 de 2014 - 15:38:12

RECIBIDO DE : BRIGARD & CASTRO S.A.

NI 860.047.372

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	650548743	12/05/2014	7.578.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNDITARIO	Vr. CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INIC	31.000.00	31.000.00
				\$31.000.00

SON: **TREINTA Y UN MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 14-144146- -00000-0000

Fecha: 2014-07-04 11:07:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 411 PRESENTACION Folios: 9

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

, Mayo 12 de 2014 - 15:38:15

8

		PLANILLA DE RADICACIÓN - DIGITALIZACIÓN DIARIA RELACIÓN DE ANEXOS	
Dependencia: 2020		Fecha: ____/____/____ AAAA MM DD 2014 7 4	
		Recorrido: 2	
Tipo de Radicación: Entrada: ☐ Salida: ☐ Traslado: ☐ Convenio: ☐			
Radicador:		Planilla:	

ID	No. Radicación	Consecutivo	Item
1	14-144146-	0	
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			

Item	Unidad de Conservación
1	Bolsa
2	Caja
3	Libro
4	Sobre
5	Tomo
6	Otro
Item	Soporte Documental
7	CD
8	Disquete
9	DVD
10	Folleto
11	Foto
12	Periódico
13	Plano
14	Publicación Periódica
15	USB
16	Otro

Observaciones: Folio (8) el anexo contiene un total de (3) archivos en formato pdf, los cuales fueron procesados correctamente.




No. 14-144146- -00000-0000

Fecha: 2014-07-04 11:07:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 411 PRESENTACION Folios: 9

PATENTE DE INVENCION ☐

MODELO

☐	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 ☐

FORMULACIÓN Y MÉTODO DE USO PARA EXPLOTACIÓN DE POZOS Y TRANSPORTE DE PETRÓLEO PESADO Y EXTRA-PESADO

REFERENCIA CRUZADA A SOLICITUDES RELACIONADAS

[0001] Esta solicitud es una continuación en parte de cada una de la Solicitud de Patente de los Estados Unidos Serial Número 12/973,022, que se presentó el 20 de diciembre de 2010 y reclama el beneficio de la Solicitud Provisional Serial Número 61/549,631; la Solicitud de Patente de los Estados Unidos Serial Número 13/474,769, que se presentó el 18 de mayo de 2012 y reclama el beneficio de la Solicitud Provisional Serial Número 61/549,631; Solicitud de Patente de los Estados Unidos Serial Número 13/529,140 que se presentó el 21 de junio de 2012 y reclama el beneficio de la Solicitud Provisional Serial Número 61/549,534; y la Solicitud de Patente de los Estados Unidos Serial Número 13/655,776, que se presentó el 19 de octubre de 2012 y reclama el beneficio de la Solicitud Provisional Serial Número 61/549,406.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

[0002] La invención se refiere a una formulación y a un método de usar la misma para mejorar la productividad de pozos y el factor de recuperación de petróleo en yacimientos de hidrocarburos y mejorar el transporte del citado petróleo a través de oleoductos desde el fondo a distancias potencialmente muy largas desde la fuente natural a unidades de procesamiento tales como refinerías, unidades de mejoramiento del petróleo o sitios de tratamiento de deshidratación y/o dilución para mejorar la calidad y fluidez del petróleo natural pesado y extra-pesado, y uso de la formulación en un método de explotación integral para mejorar el factor de recuperación de producción en frío y el transporte de petróleo pesado y extra-pesado.

[0003] El mejoramiento del factor de recuperación de yacimientos y la fluidez en tuberías de producción y oleoductos de petróleo pesado muy viscoso, y el mejoramiento de la productividad de pozos de yacimientos de petróleo pesado y extra-pesado, tales como los que se encuentran la Franja del Río Orinoco en la República Bolivariana de Venezuela, son claramente deseables. El aumento del factor de recuperación en la explotación en frío de tales yacimientos y el fácil transporte de tales recursos a través de la infraestructura existente y medios de bajo costo de transporte en frío a través de largas distancias es una necesidad real. Algunos de los yacimientos más grandes de petróleo pesado y extra-pesado

en el mundo se encuentran en Venezuela y contienen petróleo que tiene una gravedad API en el intervalo de 6 a 16. Desafortunadamente, los factores de recuperación de tales yacimientos, y la tasa de producción de los pozos de gran parte de este petróleo son inaceptables, y las posibilidades de transportar el petróleo viscoso producido por oleoducto en largas distancias del sitio del pozo son desalentadores.

[0004] Constituye una gran preocupación en la explotación de yacimientos de petróleo pesado y extra-pesado aumentar la recuperación final del petróleo en el sitio durante la vida útil de yacimiento, e incrementar asimismo la productividad de los pozos y reducir el costo de transporte en superficie para aumentar el valor económico total de la explotación. La centralización de los pozos o plataforma de pozos productores en una unidad de procesamiento de producción de alta capacidad, donde el tratamiento del petróleo puede lograrse a una mayor escala para demulsificación, deshidratación, desalación, o procesamiento posterior, tales como la refinación del citado petróleo o tratamiento para elevar el grado de calidad (*upgrading treatment*) en una unidad de procesamiento de petróleo para mejorar la fluidez y características ácidas del petróleo para procesamiento posterior o refinación es deseable.

[0005] Para satisfacer estas necesidades, esquemas primarios de producción en frío se abandonan rápidamente a favor de métodos térmicos para mejorar la fluidez del pozo, reduciendo la viscosidad del petróleo en los yacimientos, se utilizan sistemas de bombeo de alto rendimiento para descargar el petróleo a la superficie, y una combinación de dilución y bombeo a través de oleoductos en superficie hacen posible transportar petróleo pesado y extra-pesado a unidades de producción. Estos procesos, sin embargo, son muy costosos. Los pozos continúan aún con una productividad muy baja, y los yacimientos tienen todavía un rendimiento muy bajo en términos de recuperación final de petróleo. Más del 90% del petróleo original en el sitio se queda en el yacimiento. Además, se están reportando problemas sumamente serios de producción de gas ácido tal como H_2S y CO_2 y se incrementan con la inyección de vapor en los varios métodos de producción térmica pilotos evaluados. Esta producción de gas ácido en una escala masiva constituye una amenaza para la vida en áreas pobladas, o cerca de ellas, requiere altas normas de seguridad para los trabajadores en los complejos; además, estos procesos están limitados por la disponibilidad en cantidad y costos de capacidades actuales de mitigación del gas ácido en superficie o al fondo.

Métodos de recuperación térmica, métodos de elevación y transporte en superficie producen típicamente una recuperación final de petróleo por debajo del 15%.

[0006] Las areniscas de petróleo pesado y extra-pesado de la Franja del Río Orinoco Venezolano son yacimientos excepcionales. El 60% de los yacimientos de este tipo tienen un valor KH/U entre 40 y cercano a 1.000 en muchos casos. A diferencia de otros yacimientos, sin embargo, el petróleo en los yacimientos de petróleo pesado y extra-pesado venezolano es fluido en las condiciones del yacimiento.

[0007] Incluso estos pozos, sin embargo, tienen una recuperación final por producción en frío que es muy baja y posiblemente en la mayoría de los casos por debajo del tres (3) por ciento del petróleo original en el sitio. Las condiciones para el flujo del petróleo en esos yacimientos, incluso con propiedades petrofísicas excelentes, son sumamente desfavorables al flujo de petróleo. Los componentes del petróleo pesado y extra-pesado, particularmente los asfaltenos en forma natural en el petróleo nativo, son capaces, por interacciones naturales de fluido-roca, de generar una condición humedecida con petróleo en la superficie de los componentes minerales naturales de la arenisca. Esto produce las condiciones más adversas al flujo del petróleo en un medio poroso. Esta es una condición humedecida con petróleo natural del medio del yacimiento, la cual es una condición completamente diferente, comparada con el daño a la formación en el pozo, resultante de las actividades de perforación o producción, lo que podría ocurrir igualmente en el pozo. La viscosidad del petróleo cambia dramáticamente con la variación en la temperatura y, por consiguiente, hay una mayor presión de arrastre en el flujo durante la elevación del petróleo a través de la tubería de producción y el flujo en los oleoductos en las condiciones en superficie. Para mejorar el flujo del petróleo natural en los oleoductos, esfuerzos conocidos incluyen diluir con nafta, gasóleo, y diluyentes de petróleo liviano, pero esto es costoso y el uso de tales diluyentes no es práctico en escenarios de producción masiva elevada tales como el área de producción de pozos de la Franja del Río Orinoco.

[0008] Existe aún la necesidad de incrementar la recuperación final de petróleo en el sitio durante la vida útil del yacimiento, aumentar la productividad de los pozos y reducir el costo de transporte en superficie para aumentar el valor económico total de la explotación en un retorno de la inversión fácil, ambientalmente seguro y altamente económico en esquemas de explotación de producción en frío de yacimientos de petróleo pesado y extra-pesado.

RESUMEN DE LA INVENCION

[0009] Como una respuesta a los problemas anteriores, especialmente a las condiciones humedecidas con petróleo natural de la arenisca, una productividad de los pozos sumamente baja, una baja recuperación del petróleo original en el sitio, y pérdida de presión de flujo de arrastre elevada a través de la tubería de producción y las líneas en superficie del petróleo pesado y extra-pesado, la presente invención proporciona una formulación o fluido de estimulación y un método de usar la formulación para un mejoramiento excepcional en todos estos parámetros. Se llevan a buen término la recuperación final de petróleo en el sitio del yacimiento, la productividad del pozo y la facilidad de flujo del petróleo pesado y extra-pesado a través de los oleoductos en esquemas de producción en frío. El resultado se refleja en un mejor caudal en los pozos productores, un menor abatimiento de presión, una recuperación mejorada de petróleo del área de drenaje de la formación y una elevada capacidad de flujo de petróleo como emulsión de agua a cualquier localización deseada potencialmente lejos del fondo, al cabezal del pozo y a complejos convencionales en superficie. Se mejoran los patrones de flujo de petróleo en el yacimiento como un todo, mediante la inyección de fluido a través de un pozo inyector en comunicación con el pozo productor, y la corriente de producción con áreas de fuerzas de arrastre muy bajas, lograda por la inyección en cualquier localización deseada en la tubería de producción del fondo o en un punto deseado en la superficie, al sistema de línea de flujo de otra formulación de surfactante en una solución acuosa que se mezcla con la corriente de producción para formar una emulsión y reducir las fuerzas de arrastre que se producen por el aumento en la viscosidad del petróleo pesado y extra-pesado a medida que se enfría. No tratada, esto podría reducir a cero la producción de petróleo.

[0010] A veces se usan pozos inyectores como parte de un esquema de producción o explotación, en donde la inyección de fluidos en un pozo desplaza fluidos del área del pozo inyector a un pozo productor, donde se mejoran las tasas de producción.

[0011] La formulación para el yacimiento de la presente invención puede usarse ventajosamente para mejorar las condiciones de flujo tanto en el pozo inyector como el pozo productor y permitir la movilización del petróleo, el cual es inmóvil en el medio poroso en razón de su afinidad con la superficie humedecida con petróleo del mineral de la roca debido a la adsorción del componente pesado del petróleo

en la superficie del mineral y, particularmente, los asfaltenos. Esto se hace cambiando la condición humedecida con petróleo de la superficie a una nueva condición humedecida con agua.

[0012] Basándose en lo anterior, la presente invención proporciona en consecuencia un método de inyección, producción y transporte combinados, que incluye los pasos de establecer un pozo productor y un pozo inyector en una formación productora de hidrocarburos y un sistema de línea de flujo en superficie para transportar una corriente de producción desde el pozo productor; introducir una mezcla de un surfactante, un co-surfactante y un fluido portador en cada uno de los pozos productor e inyector, de manera que la mezcla fluya en el medio poroso que rodea el pozo productor y el pozo inyector; mantener la mezcla en el medio poroso que rodea el pozo productor en la presencia de agua durante un período de tiempo suficiente para formar una película de agua sobre las superficies del medio poroso que rodea el pozo productor; inyectar un fluido de inyección en el pozo inyector mientras se produce del pozo productor, con lo cual los hidrocarburos fluyen del medio poroso alrededor del pozo inyector hacia el pozo productor; introducir una mezcla de inyección de un surfactante y un fluido portador al fondo en un punto deseado en una tubería de producción del pozo productor, de manera que la mezcla de inyección se mezcla con la corriente de producción para formar una emulsión; producir la emulsión a través de la tubería de producción a la línea de flujo en superficie a una distancia deseada, alejada del pozo productor, con lo cual las fuerzas de arrastre en el sistema se reducen desde el fondo, pasando por la línea de flujo en superficie, a una localización deseada en la superficie. Otros aspectos y detalles de la presente invención aparecerán más adelante.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[0013] Sigue una descripción detallada de modalidades preferidas de la presente invención, con referencia a los dibujos acompañantes, en donde:

[0014] Figura 1 ilustra esquemáticamente una superficie tratada de acuerdo con la invención;

[0015] Figura 2 ilustra caudales típicos y preferidos del pozo productor de hidrocarburos;

[0014] Figuras 3 y 4 ilustran una placa de vidrio de ensayo que está humedecida con petróleo en Figura 3, y que se ha tratado de acuerdo con la presente invención en Figura 4;

[0015]Figura 5 muestra que la placa de ensayo está todavía humedecida con petróleo incluso después de la limpieza con solvente;

[0016]Figuras 6 y 7 ilustran un método de inyección, producción y transporte de acuerdo con la presente invención;

[0017]Figura 8 ilustra los resultados del uso de la presente invención en la forma de un ensayo de permeabilidad de retorno con varios ciclos de tratamiento de acuerdo con la presente invención;

[0018]Figura 9 ilustra además una curva de permeabilidad relativa para agua de formación y para agua de producción con el surfactante y el co-surfactante de la presente invención;

[0019]Figura 10 ilustra la relación de volumen de agua producida con INTESURF requerido a un volumen de recuperación del IOIP para el ensayo realizado;

[0020]Figura 11 ilustra una placa de vidrio de ensayo antes de que la placa se trate con la formulación y después del tratamiento y un tiempo de reacción de 24 horas con fluidos del pozo CD 1405; y

[0021]Figura 12 muestra una relación de viscosidad vs. temperatura para petróleo pesado y extra-pesado típico; y

[0022]Figura 13 muestra el flujo fraccionario de agua vs. la saturación del agua con sensibilidad a la concentración del surfactante y el co-surfactante de la mezcla para el yacimiento para un flujo de la muestra de núcleo de un petróleo del yacimiento extra-pesado del Río Orinoco.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

[0023]La invención se refiere a una formulación para un yacimiento de un fluido de estimulación e inyección que contiene una mezcla de surfactante/co-surfactante, y a un método para usarla, con el fin de tratar superficies de una formación productora de hidrocarburos y, en esa forma, mejorar el flujo de hidrocarburos a través de la misma. Otra formulación se usa en una inyección de tubería de producción que mezcla la formulación con la corriente de producción, en una localización deseada en una tubería de un pozo productor, en donde la mezcla es capaz de formar una emulsión que fluye a través de la tubería de producción al cabezal del pozo y a distancias muy largas del cabezal del pozo a cualquier localización objetivo deseada en la superficie, con fuerzas de arrastre muy bajas y, en consecuencia, pérdida muy baja de presión. Este método se usa ventajosamente para alterar las condiciones de flujo en la formación con el propósito de mejorar la producción de hidrocarburos de formaciones productoras

de hidrocarburos y, una vez el petróleo pesado y extra-pesado está en el pozo, permitir una producción fácil y económica y un transporte de ese petróleo muy viscoso a distancias potencialmente muy largas a una localización objetivo en la superficie.

[0024] Como se mencionó más arriba, muchos e importantes depósitos de hidrocarburos en el mundo contienen cantidades muy grandes de hidrocarburos bajo condiciones en las cuales es sumamente difícil producirlos y transportarlos. Un ejemplo de esto son los depósitos de hidrocarburos productores de asfaltenos en la Franja del Río Orinoco de Venezuela. En estas formaciones, las cuales tienen típicamente presiones altas y bajas en el intervalo de 300-1.500 psi, las fracciones de hidrocarburos pesados contenidas en la formación, especialmente asfaltenos, tienden a adherirse a las superficies porosas del hidrocarburo y, por consiguiente, a crear un ambiente humedecido con petróleo en el yacimiento. Este ambiente de flujo humedecido con petróleo no es en absoluto favorable para la producción de esos hidrocarburos de la formación. Además, como se demostrará más adelante, este asfalteno no se elimina fácilmente porque una porción del hidrocarburo se absorbe en la superficie rocosa, humedeciendo con petróleo incluso las superficies limpias y, por consiguiente, haciéndolas desfavorables para un buen flujo del hidrocarburo. Por lo tanto, la mayoría de los hidrocarburos tiende a ser inmóviles en el medio poroso bajo estas condiciones.

[0025] De acuerdo con la invención, se forma una película de agua sobre las superficies rocosas e igualmente sobre el hidrocarburo absorbido químicamente, de manera que las superficies, una vez recubiertas de esta manera, están humedecidas con agua. Esto aumenta enormemente la fluidez de los hidrocarburos a través de la formación rocosa tratada hacia un pozo productor. Una vez en el pozo, hay todavía necesidad de mejorar la fluidez del petróleo pesado y extra-pesado a una localización deseada en la superficie, pero en condiciones normales esto es muy difícil, puesto que el petróleo se enfría y ocurren aumentos de viscosidad, dificultando e incluso imposibilitando lograr un flujo a través del sistema de flujo, u ocurre flujo con una caída muy alta de presión.

[0026] De acuerdo con la presente invención, una formulación, designada aquí como una mezcla de surfactante/co-surfactante para yacimiento, o mezcla, se usa para formar una película de agua sobre los espacios porosos de la formación, e igualmente sobre los asfaltenos adheridos a las superficies porosas, con el fin de proporcionar una superficie humedecida con agua entre las superficies de flujo definidas por la superficie porosa de la roca y el asfalteno adherido a ella, y el

volumen de hidrocarburo en la formación que se intenta producir. Esta película de agua aumenta el flujo de los hidrocarburos a través de la formación y permite la movilización del petróleo que estaba inmóvil en el espacio poroso, debido a la afinidad con la superficie original humedecida con petróleo natural y, en esa forma, mejora la producción de hidrocarburo desde la formación al pozo productor. Otra formulación de acuerdo con la invención, designada aquí como mezcla de inyección para la tubería de producción, o mezcla de inyección, contiene una solución acuosa con un surfactante. La mezcla de inyección para la tubería de inyección se mezcla con la corriente de producción del pozo y permite el transporte del petróleo pesado con una baja caída de presión a través de la tubería de producción y luego a través de los sistemas de oleoductos convencionales en distancias muy largas.

[0027] La mezcla para el yacimiento, en combinación con la mezcla de inyección de tubería de producción divulgada, puede usarse ventajosamente para mejorar las condiciones de flujo en los pozos tanto inyectores como productores para potenciar la producción del yacimiento y, al mismo tiempo, permitir el transporte del petróleo pesado y extra-pesado sumamente viscoso a través de los sistemas de bombeo convencionales a distancias muy largas, incluso cientos de kilómetros desde el cabezal del pozo hasta la localización objetivo, con una caída de presión muy baja. Durante un período de tiempo, en el caso del pozo productor, la película de agua se elimina eventualmente por fluidos que fluyen a lo largo de la película. En este punto, la mezcla de surfactante/co-surfactante para el yacimiento de la presente invención puede reintroducirse en la formación productora de hidrocarburos para depositar una vez más una película de agua para uso en el siguiente período de producción. Mientras se re-establece la película de agua en el pozo productor, puede continuarse el flujo de inyección en el pozo inyector. Además, en cualquier localización deseada, alejada del cabezal del pozo, en una localización transitoria en la superficie, la producción de otros pozos puede mezclarse a través de un sistema recolector y recogerse como una corriente de producción de campo y bombearse como una emulsión aceite en agua a otra localización más alejada, o situarse en un complejo para descomponer la emulsión de aceite en agua, desalar la fase aceite y usar una mezcla de solución acuosa en superficie con surfactantes para formar una emulsión de aceite capaz de transportarse a distancias muy largas con destino a complejos de mejora de petróleo pesado y extra-pesado, tales como un una planta de mejoramiento de

calidad (*an upgrader*) del petróleo o a un complejo de desulfuración y mejorador de calidad y/o un complejo de refinación definitiva.

[0028] De acuerdo con la invención, la mezcla de surfactante/co-surfactante para el yacimiento contiene preferiblemente un surfactante, un co-surfactante y un fluido portador, cada uno de los cuales tiene los siguientes constituyentes preferidos.

[0029] El surfactante de la mezcla para el yacimiento se selecciona preferiblemente del grupo conformado por surfactantes aniónicos, surfactantes catiónicos, surfactantes no iónicos, surfactantes anfotéricos y combinaciones de los anteriores. Además, el surfactante de la mezcla para el yacimiento es preferiblemente un nonilfenil etoxilado que tiene entre 4 y 60 grupos etoxilados.

[0030] Surfactantes no iónicos apropiados incluyen, pero no se limitan a, octilfenol que tiene 9-16 EO, nonilfenol con un número EO desde 4 a 80, preferiblemente 20 – 55, ácidos grasos de 9-20 EO, n-tetradecanol de 9-20 EO, n-hexadecanol de 9-20 EO, laurato de sorbitán, y alcoholes grasos etoxilados con un número EO desde 4 a 25, preferiblemente 9 – 20. Surfactantes iónicos apropiados incluyen, pero no se limitan a, n-alquil sulfatos de K o Na, cloruro de n-alquil trimetil amonio y combinaciones de los anteriores, así como sulfonatos de petróleo.

[0031] Se sabe que varios hidrocarburos contienen un surfactante natural el cual, cuando se activa, puede ser un surfactante muy efectivo. Activadores de tales surfactantes naturales son conocidos por las personas expertas en el arte, y pueden incluir, por ejemplo, aditivos amortiguadores tales como aminas solubles en agua y similares. El surfactante natural activado puede utilizarse como un surfactante de la mezcla para el yacimiento, e igualmente como la mezcla de inyección, la cual se usa para formar una emulsión en la tubería de producción, como se discutirá con más detalle a continuación.

[0032] En conexión con la mezcla para el yacimiento, debe notarse además que el fluido para formar la película de agua deseada en el yacimiento puede incluir activadores del surfactante natural, como se discute anteriormente, ya sea solo con el co-surfactante de la presente invención, o en combinación con otros surfactantes y el co-surfactante, todos dentro del amplio ámbito de la presente invención. Dentro de este amplio ámbito, se prefiere sin embargo usar un surfactante y un co-surfactante preparados en superficie, como se discute aquí.

[0033] El co-surfactante de mezcla para el yacimiento es preferiblemente un co-surfactante alcohol, preferiblemente uno o más n-alcoholes (C1–C6) y, más preferiblemente, seleccionados del grupo conformado por metanol, etanol,

propanol, butanol, pentanol, isopropanol y combinaciones de los anteriores. El co-surfactante de mezcla para el yacimiento más preferido es metanol y/o etanol.

[0034]El fluido portador de la mezcla para el yacimiento puede ser el mismo o diferente para el pozo inyector y el pozo productor. El fluido portador de la mezcla para el yacimiento para tratar el pozo productor puede seleccionarse del grupo conformado por agua, salmuera, agua de producción y mezclas. Solventes orgánicos, hidrocarburos livianos, diluyentes, petróleo crudo liviano y combinaciones de los anteriores son también apropiados en el caso de la mezcla para el yacimiento, que usa fluidos transportadores orgánicos. Más específicamente, el fluido portador para el pozo productor puede ser petróleo liviano, una fracción liviana de refinería, gasóleo, diesel, diluyente y/o agua. Los fluidos transportadores de mezcla para el yacimiento más preferidos incluyen agua, salmuera y agua de producción, así como mezclas. Un ejemplo de fluido portador a base de agua de la mezcla para el yacimiento es el agua de producción del campo tratada normalmente y llevada a través de pozos de disposición al subsuelo. Otro fluido portador de la mezcla para el yacimiento son petróleos crudos livianos compatibles, con una gravedad API entre 20 y 45 API, preferiblemente entre 20 y 25 API. Además, algunas mezclas de petróleo crudo compatible con los fluidos de la formación y/o nafta o diluyentes normalmente usados en el fondo o en la superficie para mezclar con el petróleo nativo para reducir la viscosidad de la corriente de petróleo pesado y extra-pesado para transporte en complejos en superficie pueden usarse como fluido portador de pozo productor.

[0035]El fluido portador de mezcla para el yacimiento para el pozo inyector, de otro lado, puede seleccionarse del grupo conformado por agua, salmuera, agua de producción y mezclas, todas ellas analizadas en cuanto a compatibilidad con los fluidos de la formación y los minerales presentes en la roca. El fluido portador más preferido para el pozo inyector es el agua de producción. Un ejemplo de fluido portador a base de agua es agua de producción del campo, la cual se trataría normalmente y se entregaría a través de pozos de disposición al subsuelo.

[0036]Excepcionalmente, en el caso de formaciones muy delgadas, fluidos orgánicos tales como solventes, hidrocarburos livianos, diluyentes, petróleo crudo liviano y combinaciones de los anteriores podrían usarse como un fluido portador de mezcla para el yacimiento para el pozo inyector. El espesor del relleno de arena del yacimiento en tales casos podría estar en el intervalo de entre 3 y 7 pies.

[0037] La mezcla de surfactante/co-surfactante para el yacimiento para el pozo productor se prepara preferiblemente con cantidades sustancialmente iguales en volumen del surfactante y el co-surfactante, y la mezcla total con el fluido portador de la mezcla para el yacimiento en el pozo productor contiene preferiblemente cada uno del surfactante y el co-surfactante en una cantidad entre 0,5 y 5 % en volumen, más preferiblemente entre 1 y 4% en volumen.

[0038] La mezcla de surfactante/co-surfactante para el yacimiento para el pozo inyector se prepara preferiblemente con cantidades sustancialmente iguales en volumen del surfactante y el co-surfactante, y la mezcla total con el fluido portador en el pozo inyector contiene preferiblemente cada uno del surfactante y el co-surfactante en una cantidad entre 0,001 y 3 % en volumen, más preferiblemente entre 0,01 y 0,5 % en volumen.

[0039] De acuerdo con la invención, la mezcla de surfactante/co-surfactante para el yacimiento puede prepararse mezclando los constituyentes ya identificados en la superficie y luego transportando, por ejemplo mediante bombeo, la mezcla resultante para el yacimiento o fluido de estimulación en una formación productora de hidrocarburos, por ejemplo a través de un pozo posicionado desde la superficie a la formación subterránea, de manera que la mezcla penetre en la formación productora de hidrocarburos alrededor del pozo, típicamente en un radio que rodea el pozo de por lo menos alrededor de 2 pulgadas, preferiblemente entre 12 pulgadas y tan grande como sea posible, por ejemplo hasta 10 pies cuando se inyecta en el pozo productor o se bombea en otro modo a la formación y se la deja fluir naturalmente a través del mejor canal de flujo en la arenisca, como en el caso, por ejemplo, de pozos horizontales. El área de penetración en la formación es el área a tratarse de acuerdo con la presente invención.

[0040] En el pozo inyector, la mezcla para el yacimiento se inyecta normalmente por flujo natural debido a la baja presión en la formación (200 a 1200 psi) y al peso de la columna hidrostática (1500 ft a 4000 ft). El fluido inyectado de la mezcla para el yacimiento se inyecta con un caudal muy bajo para permitir el contacto gradual del fluido inyectado con la superficie mineral de la roca y posibilitar la formación de la película de agua sobre el hidrocarburo adsorbido en la superficie mineral de la roca. A medida que la película de agua se está formando por la inyección continua del fluido inyectado de la mezcla para el yacimiento a la formación a través del pozo inyector, el petróleo en el medio poroso, que había estado inmóvil debido a su afinidad con la condición humedecida con petróleo natural de la superficie porosa inicia la movilización al pozo productor. Mediante este mecanismo de

drenaje, el fluido de inyección a base de agua de la mezcla para el yacimiento es capaz de producir una recuperación excepcionalmente alta de por lo menos 55 % en volumen el petróleo inicial en el sitio (IOIP - *initial oil in place*), como se muestra en los ejemplos del ensayo de desplazamiento presentado a continuación. Esto es cierto incluso si la viscosidad del agua inyectada es muy baja, comparada con la viscosidad del petróleo pesado, y se cree que esto es porque el aumento en la recuperación de petróleo no es mediante un mecanismo de patrón de desplazamiento, similar a un pistón, del fluido inyectado de la mezcla para el yacimiento a través del pozo inyector, sino debido al cambio de humectabilidad de la superficie del espacio poroso, la imbibición del fluido a base de agua de la mezcla para el yacimiento y al drenaje del petróleo pesado y extra-pesado movilizado en espacio poroso de la superficie nueva hacia el pozo productor. Pueden usarse varios métodos diferentes para permitir una distribución controlada del fluido en la arenisca inyectando al mismo tiempo el fluido a la formación. En pozos inyector horizontales o en pozos inyector verticales, una mejora en la ubicación o distribución seleccionada del fluido en rellenos de arenas heterogéneas verticales o zonas horizontales muy largas a través de la arena puede llevarse a cabo mediante el uso de obturadores del fondo y/o obturadores de aislamiento incluyendo medios en tales herramientas para control de caudal y sistemas de control de posición abierta y cerrada, operados desde la superficie.

[0041] Una vez un volumen suficiente de fluido se bombea en la formación, este volumen se mantiene entonces en el sitio en la formación en el pozo productor en la presencia de agua durante un tiempo suficiente para formar la película de agua deseada sobre las superficies de los espacios porosos del hidrocarburo e igualmente sobre los hidrocarburos adheridos a estas superficies. Ventajosamente, esto proporciona un ambiente de flujo humedecido con agua, lo cual es beneficioso para el flujo de hidrocarburo a través del medio poroso y, por consiguiente, produce un ambiente de flujo que es mucho más favorable al flujo de petróleo que el ambiente de flujo humedecido con petróleo natural, presente en el pozo bajo condiciones de la formación natural en donde los hidrocarburos pesados y, especialmente, asfaltenos, se adhieren a las superficies porosas del medio poroso. La cantidad apropiada de tiempo para mantener el fluido en la formación variará con los diferentes pozos, fluidos y condiciones, pero estará típicamente entre 12 y 24 horas en el pozo productor antes de reiniciar el flujo, y un intervalo preferido de tiempo está entre 18 y 24 horas. En el pozo inyector el cambio de humedecido con petróleo a humedecido con agua en la superficie del medio

poroso se hace mientras el fluido inyectado está fluyendo y contactando el medio poroso mediante la inyección continua a través del pozo inyector.

[0042] El fluido de inyección para uso en el método de la presente invención para inyectar en el pozo inyector durante la operación normal del método de producción puede ser cualquier fluido de inyección que sería conocido por una persona de habilidad ordinaria en el arte. Dentro de este amplio ámbito, se prefiere que el fluido de inyección sea una mezcla acuosa de surfactante y co-surfactante similar a la mezcla para el yacimiento. En consecuencia, el fluido de inyección puede incluir un surfactante seleccionado del grupo conformado por surfactantes aniónicos, surfactantes catiónicos, surfactantes no iónicos, surfactantes anfotéricos y combinaciones de los anteriores y, además, preferiblemente un nonilfenol etoxilado que tiene entre 4 y 60 grupos etoxilados. El fluido de inyección puede incluir asimismo un co-surfactante que es preferiblemente un co-surfactante alcohol, preferiblemente uno o más n-alcoholes (C1–C6) y, más preferiblemente, seleccionado del grupo conformado por metanol, etanol, propanol, butanol, pentanol, isopropanol y combinaciones de los anteriores. El fluido portador del fluido de inyección puede seleccionarse preferiblemente del grupo conformado por agua, salmuera, agua de producción y mezclas, todas ellas analizadas en cuanto a compatibilidad con los fluidos de la formación y los minerales presentes en la roca. El fluido portador más preferido para el pozo inyector es agua de producción. Un ejemplo de fluido portador a base de agua es agua de producción del campo, la cual se trataría y entregaría normalmente a través de pozos de disposición al subsuelo. Finalmente, la mezcla de surfactante/co-surfactante para el fluido de inyección se prepara preferiblemente teniendo cantidades sustancialmente iguales en volumen de surfactante y co-surfactante, y la mezcla total con fluido portador para el fluido de inyección preferiblemente contiene cada uno del surfactante y el co-surfactante en una cantidad entre 0,001 y 3 % en volumen, más preferiblemente entre 0,01 y 0,5 % en volumen.

[0043] De acuerdo con la invención, la mezcla de inyección en la tubería de producción es una solución acuosa que contiene un surfactante o una mezcla de surfactantes. La mezcla contiene preferiblemente surfactantes seleccionados del grupo conformado por surfactantes aniónicos, surfactantes no iónicos, surfactantes anfotéricos y combinaciones de los anteriores. La mezcla de surfactantes de inyección en tubería de producción es preferiblemente además un alcohol etoxilado que tiene entre 2 y 15 grupos etoxilados y un nonilfenol etoxilado que tiene entre 4 y 15 grupos etoxilados.

[0044] Surfactantes no iónicos apropiados para inyección en tubería de producción incluyen, pero no se limitan a, octilfenol que tiene 9-15 EO, nonilfenol con un número EO desde 4 a 15, preferiblemente 15, ácidos grasos de 9-15 EO, n-tetradecanol de 9-15 EO, n-hexadecanol de 9-15 EO, laurato de sorbitán, y alcoholes grasos etoxilados con un número EO desde 4 a 20, preferiblemente 9 – 15. Surfactantes iónicos apropiados de inyección en tubería de producción incluyen, pero no se limitan a, n-alkil sulfatos de K o Na, cloruro de n-alkil trimetil amonio y combinaciones de los anteriores y sulfonatos de petróleo.

[0045] Debe anotarse además que, dentro del amplio ámbito de la presente invención, el surfactante de la mezcla de inyección pueden ser surfactantes naturales presentes en el petróleo crudo pesado, los cuales se activarían usando varios aditivos conocidos por ser efectivos para tal propósito, tales como, por ejemplo, un aditivo amortiguador, un ejemplo del cual son aminas solubles en agua.

[0046] El agua para tubería de producción al fondo, en emulsión de aceite, formada mezclando la corriente del pozo productor y la mezcla de inyección de tubería de producción al fondo, puede descomponerse en cualquier localización en la superficie o en una localización final deseada especificada. Debe tenerse especial cuidado con el fluido portador de la mezcla de inyección en tubería de producción que se va a usar, puesto que tiene que ser compatible con la corriente de producción, con el fin de evitar múltiples tipos de emulsiones (emulsiones de agua en aceite), lo cual podría constituir un serio riesgo para el flujo del petróleo en los oleoductos. Es opcional, pero a veces altamente deseable, descomponer la emulsión y separar la corriente de producción en una localización transitoria deseada o entre el cabezal del pozo y una ubicación especificada muy alejada en la superficie. Separando en la localización transitoria, el agua de producción y la mezcla de inyección en tubería de producción pueden regenerarse y reutilizarse como un fluido portador para el fluido de la mezcla para el yacimiento, bien sea para el pozo inyector y/o el pozo productor. Para necesidades de transporte muy largas podría formarse un tipo de emulsión de agua fresca en la localización transitoria. La emulsión de agua fresca puede contener una solución acuosa de superficie apropiada y un surfactante y el petróleo pesado y extra-pesado desalado.

[0047] De acuerdo con la invención, la mezcla de solución acuosa de superficie es preferiblemente una solución acuosa que contiene un surfactante o una mezcla de surfactantes. La solución acuosa de superficie contiene preferiblemente

surfactantes seleccionados del grupo conformado por surfactantes aniónicos, surfactantes no iónicos, surfactantes anfotéricos y combinaciones de los anteriores. El surfactante de la mezcla acuosa de superficie es además preferiblemente un alcohol etoxilado que tiene entre 2 y 15 grupos etoxilados y un nonilfenol etoxilado que tiene entre 4 and 15 grupos etoxilados.

[0048] Surfactantes no iónicos apropiados incluyen, pero no se limitan a, octilfenol que tiene 9-15 EO, nonilfenol con un número EO desde 4 a 15, preferiblemente 15, ácidos grasos de 9-15 EO, n-tetradecanol de 9-15 EO, n-hexadecanol de 9-15 EO, laurato de sorbitán, y alcoholes grasos etoxilados con un número EO desde 4 a 20, preferiblemente 9 – 15. Surfactantes iónicos apropiados para la mezcla de inyección en tubería de producción incluyen, pero no se limitan a, n-alquil sulfatos de K o Na, cloruro de n-alquil trimetil amonio y combinaciones de los anteriores y sulfonatos de petróleo. La mezcla de solución acuosa de superficie podría ser igualmente una solución acuosa que contiene un activador de surfactante natural pesado y extra-pesado, solo o en combinación con otro surfactante aniónico o no iónico o combinaciones de los anteriores.

[0049] La producción del pozo productor tratado puede conducirse mientras se monitorea el abatimiento de la presión en el pozo productor y, cuando aumenta la caída de presión, disminuyendo la presión de la bomba de admisión, el área de formación alrededor del pozo productor puede tratarse nuevamente de acuerdo con la presente invención con la mezcla para el yacimiento. En el pozo inyector, el monitoreo debe hacerse para evaluar el frente del fluido de inyección de la mezcla para el yacimiento y el patrón de flujo en la formación usando pozos de control / monitoreo o trazadores en el fluido de inyección de la mezcla para el yacimiento. Además, el pozo inyector debe seleccionarse de una localización del yacimiento, con el fin de permitir la distribución del fluido inyectado en la superficie del medio poroso, ayudada por el efecto gravitacional y los efectos diferenciales de densidad entre los fluidos. Si el petróleo es de densidad menor que el agua, se preferirá que el pozo inyector de la mezcla para el yacimiento se localice en la parte superior del yacimiento.

[0050] La tubería de terminación puede ser de cualquier material tal como tubería de acero, tubería tipo grado API o tubería orgánica sintética. El sistema de recolección puede ser igualmente de cualquiera de los materiales de tubería indicados, tales como material de acero, material de aleación, material plástico, material con recubrimiento interno y material sintético orgánico.

[0051] Opcionalmente, medios mecánicos tales como un mezclador estático, y/o un mezclador mecánico podrían usarse para el mezclado de la mezcla de inyección de tubería de producción con la corriente del pozo productor al fondo y/o en la localización transitoria en la superficie. Descomponer las emulsiones a medida que se forman en la presente invención en la localización transitoria o especificada puede hacerse por calentamiento u otros medios. Luego del transporte a la localización final y la descomposición de la emulsión de superficie, la fase acuosa de superficie resultante puede bombearse de regreso al campo de producción, regenerarse y usarse en todo o en parte o bien como fluido portador de la mezcla para el yacimiento, la mezcla de inyección para tubería de producción y, muy preferiblemente, para mezcla de solución acuosa de superficie en la localización transitoria, como se mencionó anteriormente.

[0052] Para necesidades de transporte a distancias muy largas y para permitir un alto grado de estabilidad de las emulsiones de aceite en agua, formadas en la superficie, la emulsión final agua en aceite puede ser una emulsión de tipo bimodal, de manera que una pequeña porción del petróleo pesado y extra-pesado puede estar en la emulsión final aceite en agua en la forma de una distribución del tamaño de gota menor que el tamaño de gota medio de la mayor parte del tamaño de gota del resto del petróleo pesado y extra-pesado en la emulsión final aceite en agua.

[0053] Basado en lo anterior, de acuerdo con una modalidad preferida de la presente invención, el transporte de petróleo crudo pesado en la forma de una emulsión puede conducirse preferiblemente en la siguiente forma:

- (a) descomponer el petróleo de transporte en superficie a grandes distancias en emulsión de agua en una localización final deseada de transporte del petróleo pesado y extra-pesado,
- (b) bombear la solución acuosa de regreso a la localización transitoria,
- (c) regenerar la solución acuosa a una cantidad deseada de concentración de surfactante,
- (d) reutilizar la solución acuosa regenerada, que contiene agua y un surfactante para formar con la fase petróleo desalado un nuevo lote de la emulsión aceite en agua,
- (e) bombear el nuevo lote de emulsión aceite en agua a la localización final deseada, y repetir los pasos (a)-(e).

[0054] La formación típica para la cual puede utilizarse la presente invención puede ser cualquier formación en donde formar una película de agua sobre las

superficies porosas sería benéfica a la producción total de hidrocarburos de la formación. Una aplicación particularmente deseable de la presente invención es en formaciones que tienen hidrocarburos con una gravedad API de entre 6 y 16 y, aún más preferiblemente, en formaciones que contienen hidrocarburos que tienen una gravedad API de entre 6 y 12. Estos depósitos de hidrocarburos pesados y extra-pesados en ciertas áreas típicamente son muy grandes en volumen, pero contienen igualmente asfaltenos, como se discute más arriba, y estos son candidatos ideales para tratamiento de acuerdo con la presente invención, con el fin de aumentar la producción.

Las formaciones rocosas típicas, que contienen tales hidrocarburos, tienen espacios porosos los cuales definen el volumen vacío que contiene los hidrocarburos y que crea la permeabilidad que permite fluir a los hidrocarburos. La roca que define las superficies porosas de estas formaciones la constituyen típicamente cuarzo, feldespato, mineral silíceo, mineral carbonoso, arcillas y combinaciones de los anteriores.

[0055] Figura 1 ilustra esquemáticamente una superficie de una formación productora de hidrocarburos, tratada de acuerdo con la presente invención. Como se observa en Figura 1, una superficie mineral **10** que define el espacio poroso de la formación tiene sitios activos de mineral de roca **12** a lo largo de la superficie **10**, y estos sitios activos de mineral de roca **12** interactúan con hidrocarburos bajo la presión típica en la formación, de tal manera que los hidrocarburos absorbidos químicamente **14** se adhieren íntimamente a la superficie **10**, particularmente en los sitios activos de mineral de roca **12**.

[0056] De acuerdo con la invención, la mezcla de surfactante/co-surfactante para el yacimiento de la presente invención se introduce en la formación y se mantiene allí en la presencia de agua, de manera que se forme una película de agua sobre los hidrocarburos adsorbidos **14** así como los sitios activos de mineral de roca **12** de la superficie de mineral **10**. Figura 1 muestra la mezcla de surfactante/co-surfactante adsorbida en la forma de una película de agua **16**, la cual se ilustra esquemáticamente como una capa doble para representar la mezcla de surfactante/co-surfactante. Esto produce una condición humedecida con agua en la superficie, lo cual mejora el flujo del hidrocarburo a través de las áreas de flujo y el espacio poroso definido por tal superficie tratada. El agua que forma la película puede ser agua ya presente en los fluidos de la formación rocosa y/o del fluido portador, si se utiliza un fluido portador que contenga agua. La salinidad del agua puede estar en el intervalo entre 800 ppm hasta 45.000 ppm.

[0057]El abatimiento de la presión, o la caída de presión de la formación al agujero del pozo, es una buena medida de la fluidez en la formación. Cuando el abatimiento de la presión es relativamente pequeño, esto indica buenas propiedades de flujo en la formación al pozo. Mientras se produce de un pozo que se ha tratado de acuerdo con la invención, es deseable en el pozo productor monitorear el abatimiento de la presión, y después que se ha producido una cierta cantidad de petróleo de un pozo productor tratado, el abatimiento de la presión comienza a aumentar. Este aumento en el abatimiento de la presión indica que la película de agua se ha gastado o retirado debido al flujo de velocidad relativamente alta de los fluidos del pozo que pasan sobre la película al pozo. Tal flujo puede hacer también la película de agua poco uniforme, debido a la tendencia de las moléculas del surfactante adsorbidas a difundirse y a separarse unas de otras, tanto como sea posible. Esta corriente retira la película de agua por deadsorción del surfactante y el co-surfactante de la superficie de mineral y restaurando la condición inicial humedecida con petróleo natural en la superficie del mineral. En esta etapa, de acuerdo con la invención, el pozo productor puede tratarse nuevamente con la misma formulación, y este proceso puede repetirse tantas veces como sea necesario hasta que no más fluidos de hidrocarburo fluyan al pozo, incluso después del tratamiento, o se haya alcanzado un límite económico para abandonar el pozo. Con estimulación cíclica, el medio poroso mejorará la recuperación final del petróleo inicial en el sitio en el área de drenaje por producción en frío en potencialmente muchas veces la cantidad de 3% reportada típicamente como el rendimiento del pozo obtenido sin estimulación.

[0058]En el pozo inyector, a medida que el fluido de inyección se inyecta continuamente en la formación, se sugiere igualmente el monitoreo de la caída de la presión. La presente invención reduce el tiempo y la necesidad de costosos procesos térmicos para alcanzar un nivel de alrededor de 40 % de recuperación de petróleo inicial adicional en el sitio por métodos en frío, la cual es una recuperación más económica y más segura.

[0059]Figura 2 ilustra caudales típicos y deseados de un pozo productor de hidrocarburos. Los arranques y paradas mostrados en el flujo efectivo muestran una tendencia (línea **A**) que no es deseable, mientras que en línea **B** se muestra un comportamiento de presión preferido. La diferencia del área entre la línea **A** y la línea **B** es una indicación de una recuperación mayor de petróleo del mismo pozo en el área drenada del mismo pozo.

[0060] En la discusión ya mencionada, la mezcla de surfactante y co-surfactante de acuerdo con la presente invención puede utilizarse ventajosamente en un método de inyección y producción para mejorar aún más la recuperación de petróleo de un campo petrolero que emplea tales técnicas.

[0061] Figura 6 muestra un yacimiento **20** que sería típicamente una formación productora de hidrocarburos que incluye un medio poroso, que tiene un espacio poroso llenado con varios fluidos, uno de los cuales es un hidrocarburo pesado o extra-pesado, el cual puede contener asfaltenos. Se desea producir el hidrocarburo a la superficie para mejoramiento del grado de calidad y para transporte posterior y/o refinación en varios productos. Un pozo productor **22** se muestra extendiéndose del nivel superficial **24** a la formación **20**, que cuenta con perforaciones **26** para permitir la comunicación entre el pozo **22** y la formación **20**. Un pozo inyector **28** se posiciona similarmente desde la superficie **24** a la formación **20**, y las perforaciones **30** permiten la comunicación desde el pozo **28** a la formación **20**. En uso, la inyección de fluidos de impulsión, tales como agua de producción, agua compatible con los fluidos de la formación, o salmuera, como un fluido portador de la mezcla para el yacimiento con el surfactante y el co-surfactante de la mezcla para el yacimiento de la presente invención en el pozo inyector **28** se usa para desplazar fluidos hacia el pozo productor **22**. Esto forma una película de agua sobre los hidrocarburos adsorbidos naturales (tales como asfaltenos sobre la superficie de mineral de la roca) y permite la movilización de petróleo que estaba inmóvil debido a la afinidad de tal petróleo con la condición humedecida con petróleo natural de la superficie del medio poroso. El petróleo movilizado se desplaza al pozo productor **22** y, por consiguiente, se mejora la recuperación de fluido a través del pozo productor **22**. De acuerdo con la presente invención, la mezcla para el yacimiento de surfactante y co-surfactante, como se discute más arriba, puede usarse ventajosamente en un método tal como el comentado aquí.

[0062] En tal método, es ventajoso formar una película de agua sobre las superficies del medio poroso y los hidrocarburos adheridos en proximidad del pozo productor **22** y en el área más grande posible del yacimiento que puede contactarse con los fluidos de inyección de la mezcla para el yacimiento a través del pozo inyector **28**. Esto puede ayudar a proporcionar un flujo mejor y una movilización del petróleo inmovilizado en el medio poroso reduciendo o eliminando la afinidad del petróleo con la superficie humedecida con petróleo natural, cuando se alcanza la nueva condición humedecida con agua por contacto del surfactante

y el co-surfactante de la mezcla para el yacimiento de la presente invención para formar una película de agua, como se describe más arriba. Se mejora el flujo a la formación a través del pozo **28** así como fuera de la formación **20** al pozo productor **22**. En consecuencia, una mezcla de surfactantes/co-surfactantes para el yacimiento, como se discute anteriormente, puede prepararse y bombearse en cada uno de los pozos **22**, **28**, como se ilustra esquemáticamente por las flechas **32** en Figura 6.

[0063] Este bombeo posiciona la mezcla a través de los pozos **22**, **28** y a las zonas **34**, ilustradas esquemáticamente por las líneas con marcas entrecortadas en la formación **20**. La inyección de la mezcla de fluido para el yacimiento a través del pozo inyector **28** puede continuarse tanto tiempo como se desee después de la penetración de la inyección en el pozo **22**. En este momento, debe tomarse una decisión de continuar usando el pozo **28** como un pozo inyector o convertir el pozo **28** en un nuevo pozo productor y localizar un nuevo pozo inyector en la formación **20** en comunicación con cada uno de los pozos **22** y **28**. Como un pozo productor, el pozo **28** puede monitorearse para estimulación cíclica de la proximidad del pozo, como se describe para el pozo productor **22**.

[0064] Luego de bombearse o inyectarse naturalmente a la formación **22** a través del pozo inyector **28**, esta mezcla para el yacimiento se mantiene entonces en posición durante un tiempo suficiente para formar una película de agua sobre las superficies del medio poroso e igualmente sobre los hidrocarburos adheridos, según se desee. En el caso del pozo productor **22**, una vez concluido el tratamiento, la mezcla puede bombearse desde el pozo productor, y luego el pozo **22** (u otros pozos productores no mostrados, incluyendo los pozos que hayan sido pozos inyectores **28**) puede regresarse a la producción inyectando simultáneamente en forma continua el fluido de inyección a través del pozo **28**. Una vez la corriente de producción procedente de las perforaciones **26** está en el fondo en el pozo **22**, se levanta a la superficie mediante una tubería **41** por flujo natural o mediante una bomba (no mostrada). La mezcla de inyección para la tubería de producción se bombea al fondo desde el cabezal del pozo **40** o desde la línea de superficie **42** procedente de una localización de flujo transitoria opcional **43**. La tubería capilar **44** o un espacio anular adicional (no mostrado) para permitir la comunicación desde el cabezal del pozo **40** a las perforaciones **26** pueden usarse en la inyección cíclica de la mezcla de inyección para el yacimiento al pozo productor desde el cabezal del pozo **40** a través de las perforaciones **26** a la zona **34** en la formación.

[0065] En la localización transitoria **43** en superficie, es posible descomponer la emulsión formada en el fondo de la corriente de producción del yacimiento y la mezcla de inyección para la tubería. Diferentes localizaciones pueden usarse al fondo para el mezclado de la corriente de producción y la mezcla de inyección para la tubería. Además, pueden emplearse diferentes medios para ayudar a mezclar las dos corrientes en el fondo. Por ejemplo, pueden usarse mezcladores estáticos o bombas convencionales, como se ilustra esquemáticamente en **50**.

[0066] En la localización transitoria **43**, la fase petróleo pesado y extra-pesado puede separarse de la fase agua de mezcla de producción y la fase aceite puede desalarse. La fase aceite desalada puede usarse posteriormente para la formación de una emulsión aceite en agua fresca en superficie a transportarse a través de la línea **45** a una localización final específica **46**. En la localización **46** es deseable separar la fase aceite de la fase agua fresca. La fase petróleo, que se ha transportado a la localización objetivo deseada, puede ahora mejorarse en grado de calidad o refinarse, según se desee. La fase agua fresca puede volverse a bombear a la localización transitoria **43** a través de la línea **47** y regenerarse en la localización transitoria **43** para reutilizarse en la formación de un nuevo lote de emulsión aceite en agua fresca en la localización transitoria **43** para transporte posterior de un nuevo lote de petróleo pesado y extra-pesado desalado a la localización objetivo **46**.

[0067] Figura 7 muestra el modo de operación, e ilustra esquemáticamente la inyección de fluidos **36** en el pozo **28**, y la producción de fluidos **38** del pozo productor **22**. El flujo mejorado de fluidos subterráneos de la proximidad del pozo inyector **28** hacia la proximidad del pozo productor **22** se ilustra también esquemáticamente por las flechas **40** mostradas en la formación **20**. Las condiciones de flujo mejorado alrededor de las perforaciones del pozo **22** crean un flujo mejorado en el pozo productor **22**, como se desee, con una menor caída de presión y una productividad mejorada. Una caída de presión reducida en la proximidad del pozo **22** ayuda a reducir la rápida penetración del fluido de inyección **36** al pozo **22**, posibilita asimismo un flujo mejor y más uniforme a través de las áreas entre el pozo inyector **28** y al pozo productor **22**, con un riesgo reducido de “encauzamiento” y mayor movilización del petróleo inmóvil, rompiendo su afinidad con la condición humedecida con petróleo natural de la superficie rocosa, en donde el fluido inyectado modifica la superficie a una condición humedecida con agua. Entonces, la trayectoria de flujo del fluido de inyección cambia a una superficie humedecida con petróleo no contactada, y el contacto de

esta área de superficie con la mezcla de surfactante y co-surfactante la cambia a un estado humedecido con agua, movilizand o el petróleo inmóvil a fluir a través de una nueva superficie humedecida con agua al pozo productor **22** hasta que ya no puede alcanzarse una tasa económica de producción, momento en el cual el método puede abandonarse.

[0068] Al igual que con la modalidad discutida más arriba, este proceso puede llevarse a cabo mientras se monitorea la presión en localizaciones relevantes, y cuando la presión cae y las tasas de producción alcanzan ciertos niveles, el tratamiento con el surfactante y el co-surfactante de acuerdo con la invención puede conducirse de nuevo. El proceso puede llevarse a cabo en pozos verticales, pozos desviados, pozos horizontales y multilaterales. Además, después de la penetración del fluido inyectado de la mezcla para el yacimiento en el pozo productor, agua de producción puede separarse de la corriente producida, reciclarse nuevamente como fluido portador de inyección de mezcla para el yacimiento a través del pozo inyector después de la regeneración a los valores apropiados de concentración de la mezcla de surfactante y co-surfactante para el yacimiento en el fluido portador de acuerdo con la invención, disminuyendo en esa forma la cantidad de sustancias químicas requeridas para preparar el fluido de inyección.

[0069] El siguiente ejemplo ilustra la invención con más detalle y los resultados que se obtienen usándola.

Ejemplo 1

[0070] Se recolectaron petróleo crudo y agua de varios pozos en diferentes áreas de campos de la Franja del Río Orinoco. El petróleo y el agua se pusieron en recipientes cerrados de vidrio con varias saturaciones de petróleo y agua, en condiciones de yacimiento de salinidad de agua y temperatura, en una estufa controlada térmicamente. Dentro de cada recipiente se puso una pequeña placa de vidrio, la cual se monitoreó en cuanto a condiciones de humectabilidad comenzando con una condición humedecida con agua y cambiada luego naturalmente a humedecida con petróleo después de un período medio de tiempo de alrededor de tres a cuatro semanas a temperatura del yacimiento de 145°F. Para cada placa de vidrio, se midió la humectabilidad por técnicas de medición de ángulo de contacto a la temperatura del pozo, que variaba desde humedecida con agua en la condición inicial a humedecida con petróleo después de tres semanas

de un proceso de añejamiento en los recipientes en las condiciones del yacimiento.

[0071] Luego de este tratamiento, las placas de vidrio tenían un ángulo de contacto con petróleo que mostraba una condición fuertemente humedecida con petróleo, como puede observarse en Figura 3, la cual muestra el petróleo esparciéndose sobre la superficie de la placa.

[0072] Cada placa se puso entonces en un vaso de precipitados durante un tiempo de reacción con una mezcla de cantidad igual de los fluidos del pozo en un promedio de 20 % del agua de la formación y 82 % de petróleo extra-pesado a una temperatura de 145°F, con la formulación de la presente invención, que en este ejemplo particular contenía una solución de 0,5 % en volumen de nonilfenol etoxilado con 30 grupos etoxilados y 0,5% en volumen de etanol, los dos mezclados con 99% de agua de producción del campo Cabrutica de la División Junín de la Franja del Río Orinoco. La mezcla y la placa se mantuvieron durante un tiempo de exposición de 8 horas a la temperatura del yacimiento de 145°F, y la medición del ángulo de contacto mostró la reversión de la humectabilidad desde humedecida con petróleo, como se muestra en Figura 3, a humedecida con agua, como se muestra en Figura 4. Nótese el burbujeo ascendente del petróleo, y el ángulo de contacto claramente indicativo de la superficie ahora humedecida con agua.

[0073] Resultados similares pueden obtenerse usando varios surfactantes iónicos y no iónicos. Surfactantes no iónicos apropiados incluyen pero no se limitan a octilfenol que tiene 9-16 EO, nonilfenol con un número EO desde 4 a 55, preferiblemente 20–60, ácidos grasos de 9-20 EO, n-tetradecanol de 9-20 EO, n-hexadecanol de 9-20 EO, laurato de sorbitán, y alcoholes grasos polietoxilados con un número EO desde 4 a 25, preferiblemente 9 – 20.

[0074] Las placas de vidrio añejadas se impregnaron entonces con una solución de solvente mutuo durante más de veinticuatro (24) horas para eliminar la película de agua y cualquier hidrocarburo visible. Las placas de vidrio limpias mostraron una superficie clara y limpia, pero cuando se puso una gota de agua sobre la placa, la gota de agua no se esparció sobre la superficie. Se midió el ángulo de contacto y la placa aún exhibía una condición humedecida con petróleo, como se muestra en Figura 5.

[0075] Esto indica que aun cuando la superficie del mineral, tal como arenisca, feldespatos, arcillas o similares, puede limpiarse de hidrocarburos adheridos todavía en esa superficie, permanece una película química adsorbida de

hidrocarburo y, en consecuencia, en esa superficie de mineral existe una fuerte humectabilidad humedecida con petróleo. Como se mencionó previamente, la humectabilidad humedecida con petróleo es la condición más adversa para la recuperación de petróleo en un medio poroso. Por consiguiente, incluso asumiendo el costo y los pasos de retirar los asfaltenos adheridos, la superficie limpiada resultante permanece humedecida con petróleo.

[0076] El uso de la formulación y el método de la presente invención crean una película de agua sobre la superficie del mineral, cubriendo los hidrocarburos químicamente adsorbidos previamente. Esta película crea una interfase que conducirá el flujo de hidrocarburo durante períodos muy largos de tiempo entre ciclos de estimulación en el pozo productor, y permite la movilización del petróleo que está inmóvil debido a su afinidad con la condición humedecida con petróleo natural de la roca, cuando la película de agua se forma en el medio poroso a través de la inyección del pozo inyector. Se obtiene un abatimiento de presión muy bajo con los caudales crecientes de petróleo en el pozo productor, y ocurre una caída de presión muy baja en el pozo inyector, con el fin de efectuar la inyección por flujo natural, aportando así grandes beneficios a la productividad y la recuperación final de petróleo del área drenada del pozo y todo el yacimiento.

Ejemplo 2

[0077] Se condujo un ensayo de laboratorio para evaluar la permeabilidad relativa con petróleo crudo extra-pesado y agua de la formación y solución INTESURF™ 3PW0.5 preparada, de acuerdo con la invención, con agua de producción del campo Cabrutica de la División Junín de la Cuenca de la Franja del Río Orinoco en Venezuela, y usando un núcleo del pozo E20P15 y fluidos de la formación del pozo DE 22 12 del mismo campo.

[0078] El núcleo se tomó de una profundidad de 2212.2 pies del campo Cabrutica, y se empacaron dos muestras para uso en una celda confinada, una muestra para las pruebas experimentales de permeabilidad de retorno y la otra muestra para pruebas experimentales de permeabilidad relativa de petróleo extra-pesado y agua de la formación y petróleo extra-pesado y solución INTESURF 3PW0.5. Las muestras se limpiaron, se restauraron y se añejaron durante 16 días a la temperatura del yacimiento de 120°F y una presión de 400 psi en una celda confinada. Se realizó un ensayo Amott de imbibición a las dos muestras para asegurar una condición humedecida con petróleo de la muestra antes de los

ensayos. Las propiedades del núcleo para las dos muestras se consignan en la Tabla 1.

TABLA 1

COMPAÑÍA INTEVEP S.A
NÚCLEO PROVENIENTE DEL POZO E20P15 EN EL CAMPO CABRUTICA
VENEZUELA

Muestra					Resultados Ø a Helio					PERMEABILIDAD	
Presión de confinamiento		Peso			Vol.	Vol.	Densidad		Vol.		
#	PSI	Total	Long.	Diám.	Grano	Espacio poroso	Grano	Ø	Total	Aire	Klink.
1A	1300	86,03	4,8755	3,596	30,67	17,42	2,632	36,2	48,09	2697	2605
2B	1300	96,42	5,143	3.702	34,42	19,22	2,628	35,8	53,64	2596	2507

[0079] La solución INTESURF 3PW0.5 es una mezcla de 99% V/V de agua de producción del campo Cabrutica y un 0,5 V/V de nonilfenol etoxilado con 30 grupos ET, y 0,5 V/V % de metanol. Se agrega 1 lb/bbl de acetato de potasio para el control de arcillas a la mezcla final.

Ensayo de Permeabilidad de Retorno

[0080] La muestra de núcleo 1A con una condición humedecida con petróleo, confirmada por el ensayo Amott de imbibición, se puso en la celda confinada a 1300 psi de presión de confinación. A continuación, petróleo crudo extra-pesado del pozo DE 22 12 del campo Cabrutica se desplazó hasta que se obtuvo una caída de presión constante. Se midió La permeabilidad a petróleo (Ko) con la saturación de agua inicial, y este valor se tomó como la permeabilidad relativa base de referencia a petróleo en la muestra. Se efectuaron tres ciclos de ensayo de permeabilidad de retorno y, previo a cada ciclo, 10% del volumen poroso de la muestra se inyectó con la solución INTESURF™ 3PW0.5 en el extremo de la producción de la muestra de núcleo, y se dejó descargar el mismo volumen del extremo opuesto de la muestra de núcleo. Se dejó un tiempo de reacción de 24 horas a cada ciclo, antes que se reiniciara el desplazamiento de petróleo crudo vivo. Se monitorearon el caudal y la caída de presión, y se midió la permeabilidad

al petróleo en varios puntos de volumen poroso desplazado. Figura 8 muestra los resultados del ensayo de permeabilidad de retorno para cada ciclo y la Tabla 2 los valores del ensayo obtenidos.

TABLA 2

PERMEABILIDAD DE RETORNO

Presión de confinamiento neta 1300 psi

Temperatura del yacimiento 120 °F

Compañía : INTEVEP

Pozo : E20 – P15

Campo : Cabrutica

(Intersurf Plus)

Muestra No. 1A

Profundidad 2212,2 ft

Porosidad 0,354 fracción

K 2295 md

Klinkenberg

Fluido de estimulación: INTESURF 3PW (K O.5

K a petróleo 294 md

o)

Fluido portador INTESURF: agua de producción

Fluido de estimulación inyectado: 10% volumen poroso

1 ^{er} . Ciclo Vol. Acum., cc	2 ^{do} . Ciclo Vol. Acum., cc	3 ^{er} . Ciclo Vol. Acum., cc	1 ^{er} . Ciclo K a petróleo, md	2 ^{do} . Ciclo K a petróleo, md	3 ^{er} . Ciclo K a petróleo, md	Factor de área expuesta SF = 1- K/Ko
0,19	28,58	78,58	448	444	511	-0,737
0,35	29,61	79,08	436	437	442	-0,502
1,14	30,93	80,37	405	350	366	-0,243
2,30	32,28	81,51	369	328	318	-0,081
3,38	34,45	83,43	344	318	315	-0,069
4,93	36,48	85,30	334	317	315	-0,070
6,48	40,02	88,41	331	321	316	-0,074
9,68	44,38	92,16	322	318	318	-0,081
12,45	47,67	95,64	318	301	299	-0,017
15,60	50,97	98,39	316	292	293	0.004
16,50	54,22	101,42	311	290	278	0.054
19,50	57,39	104,21	314	287	271	0.080
22,39	60,42	106,78	306	260	276	0.063
25,36	69,24	115,14	307	254	274	0.069
28,13	77,50	123,55	304	255	252	0.143

[0081] Se encontró un estado de estimulación en todos los ciclos, sugiriendo la estimulación cíclica de la arenisca– zona del extremo de producción como una mejora de la productividad del pozo, reduciendo la caída de presión y aumentando la producción de petróleo extra-pesado del pozo. No se observó daño de la formación incluso después que una gran cantidad relativa al volumen poroso del petróleo extra-pesado vivo se desplazó y ocurrió deadsorción de los surfactantes de Intesurf en el medio poroso. Luego de la re-estimulación con la solución Intesurf, se obtuvo una mejor condición de permeabilidad relativa al petróleo. Se cree que la permeabilidad relativa al petróleo, perdida luego de un gran volumen de desplazamiento de petróleo y después de varios ciclos de inyecciones se debe a la nueva saturación de agua sin aumentos de surfactante a base de Intesurf en el medio poroso. No obstante, se observa que, una vez está disponible el surfactante por re-estimulación en el medio poroso, se obtiene una nueva mejora de la permeabilidad relativa al petróleo e incluso alcanza niveles mayores que los ciclos anteriores.

[0082] Se condujo entonces un ensayo de permeabilidad relativa de petróleo extra-pesado y agua de la formación y petróleo extra-pesado y solución INTESURF 3PW0.5 con agua de la producción.

[0083] Se aseguró que la muestra de núcleo 2B tuviera una condición humedecida con petróleo mediante el ensayo Amott de imbibición y, posteriormente, se puso en una celda confinada a una presión de confinamiento de 1300 psi. La temperatura fue la del yacimiento de 120° F. El petróleo extra-pesado se desplazó a una presión de 1000 psi hasta obtener un flujo constante. Se midió la permeabilidad relativa efectiva al petróleo con la saturación de agua inicial. A continuación, el agua de la formación se desplazó a una tasa constante de 1 cc/min y se hizo el monitoreo de los fluidos producidos y la caída de presión hasta que no se observó flujo de petróleo extra-pesado. La permeabilidad del agua efectiva con la saturación de petróleo residual se mide para cada muestra y se corrige el volumen de petróleo extra-pesado, producido a condiciones ambiente, a las condiciones del yacimiento usando la viscosidad y el factor volumétrico del yacimiento. La saturación final de los fluidos se determina por balance de materiales. La permeabilidad efectiva de cada fase se calcula usando la Ley de Darcy. Las relaciones de permeabilidad relativa agua – petróleo extra-pesado y

solución Intesurf – petróleo extra-pesado en estado no estable se calcularon usando los métodos de Jones y Roszelle.

[0084] Una vez se realizó el ensayo agua de la formación – petróleo extra-pesado, se desplazó crudo extra-pesado para la muestra de núcleo hasta que se obtuvo una condición de saturación de agua inicial y saturación del petróleo extra-pesado. En este estado la permeabilidad efectiva al petróleo se midió, y el desplazamiento con la solución de INTESURF™ 3 PW0.5 tuvo lugar con una tasa de 0,1 cc / min durante 8 horas permitiendo un tiempo de reacción de 12 horas y así sucesivamente hasta que solo se recolectó solución de INTESURF™ 3 PW0.5 como la producción sin ningún petróleo extra-pesado. La recuperación final de petróleo extra-pesado fue de 10,02 cc la cual es un 52,13% del volumen poroso total y 57,89% del petróleo extra-pesado original en el sitio. Figura 9 presenta el comportamiento de K_o y K_w vs. la saturación de agua para los dos fluidos de ensayo y Figura 10 expone la relación de la cantidad de agua de producción con el surfactante y el co-surfactante usados como el fluido inyectado a la cantidad de petróleo recuperado del petróleo inicial en el sitio, recobrado de la muestra de núcleo. De la Figura puede observarse que el 14 % del petróleo inicial en el sitio (IOIP) puede recuperarse usando una relación media de 1 unidad de petróleo producido por 1,6 de volumen de mezcla de surfactante y co-surfactante y agua producida inyectada. Asimismo puede obtenerse una recuperación adicional del 20 % del (IOIP) usando una relación media de 1 unidad de petróleo en el sitio producido por cada 3,2 de volumen de mezcla de surfactante y co-surfactante y fluido portador inyectado luego que el primer 14 % de IOIP inicial se recupera.

Ejemplo 3

Se realizaron un conjunto de ensayos de flujo del núcleo para medir la permeabilidad relativa, como se ilustra y se describe en el ejemplo 2. Se efectuaron cálculos de la K relativa al petróleo (K_o) y K relativa al agua (K_w) con agua de la formación y con tres diferentes concentraciones de la formulación Intesurf™, como se divulga en la presente invención. Las formulaciones se prepararon con el agua de producción del campo Cabrutica de la División Junín de la Cuenca de la Franja del Río Orinoco. El surfactante era nonilfenol etoxilado de 30 EOE y el co-surfactante utilizado era metanol. La concentración a 1:1 V/V fue de 0,5 % de cada componente. Durante todos los ensayos realizados con la formulación INTESURF el fluido total de inyección se inyectó en varios lotes con un tiempo de reacción de por lo menos una semana durante la inyección de los

lotes del fluido de inyección y otro lote para reiniciar el flujo. Con los datos calculados se determinó un flujo fraccionario de agua como una función de la saturación del agua para cada ensayo de permeabilidad relativa, que se muestra en el gráfico de FIG. 13. FIG. 13 muestra el efecto benéfico excepcional del tratamiento del medio poroso con INTESURF™ en el patrón de flujo y el petróleo final recuperado del petróleo inicial en el sitio.

Ejemplo 4

El pozo CD 1405 del campo Cabrutica de la División Junín de la Franja del Río Orinoco se seleccionó para un ensayo piloto de estimulación y re-estimulación cíclica con la composición y el método de la presente invención para un pozo productor.

[0085] Se recogieron petróleo crudo y agua de la formación del pozo CD1405, así como agua de producción del tanque de disposición 903 de la principal estación del campo Cabrutica en la Franja del Río Orinoco. Las características del petróleo crudo y el agua de la formación son:

PETRÓLEO:

Saturado % : 8 en peso

Aromáticos % : 44 en peso

Resinas %: 35 en peso

Asfaltenos % : 13 en peso

Acidez: 3,90 mg KOH/g

Viscosidad CP 10.420 a 145° F

API: 9

% C en peso 84,55

% H en peso 11,12

Agua de la formación con 2.500 ppm NaCl

[0086] El petróleo y el agua de la formación se pusieron en recipientes cerrados de vidrio con 20 % en volumen de saturación del agua de la formación y 80 % en volumen de saturación del petróleo, en condiciones de temperatura del yacimiento de 145°F, en una estufa controlada térmicamente. Dentro de cada recipiente se puso una pequeña placa de vidrio, la cual se monitoreó en cuanto a condiciones de humectabilidad comenzando con una condición humedecida con agua y cambiándose además naturalmente a humedecida en petróleo después de un período de tiempo de añejamiento de tres semanas a temperatura del yacimiento

de 145°F. Para la placa de vidrio, se determinó la humectabilidad mediante técnicas de medición del ángulo de contacto a la temperatura del pozo variando desde humedecida con agua en la condición inicial a humedecida con petróleo después de tres semanas del proceso de añejamiento en los recipientes en condiciones del yacimiento, como se muestra en Figura 11, indicando un ángulo de contacto de 137,5° en la condición añejada. Esto es, como se encontraría en el yacimiento, evidenciando esparcimiento del petróleo sobre la superficie de la placa.

[0087] La placa se puso entonces en un vaso de precipitados durante un tiempo de reacción con una mezcla de cantidades iguales de los fluidos del pozo en un promedio de 20 % en volumen de agua de la formación y 80 % en volumen del petróleo extra-pesado 9° API a 145°F de temperatura, con la formulación de la presente invención, la cual en este ejemplo particular contenía una solución de 0,5 % en volumen de nonilfenol etoxilado con 30 grupos etoxilados y 0,5% en volumen de etanol, los dos mezclados con 99% en volumen de agua de producción del tanque de disposición del campo de Cabrutica de la División Junín de la Franja del Río Orinoco. Se agregó 1 lb/bbl de acetato de potasio a la formulación para control de arcillas. La mezcla y la placa se mantuvieron durante un tiempo de exposición de 24 horas a la temperatura del yacimiento de 145°F, y la medición del ángulo de contacto mostró reversión de la humectabilidad de humedecida con petróleo de 137,5° a humedecida con agua con un ángulo de contacto de 45,1°. El burbujeo ascendente del petróleo y el ángulo de contacto medido fueron claramente indicativos de una superficie humedecida ahora con agua.

[0088] Este ensayo confirma el cambio en humectabilidad en el pozo después de la aplicación del tratamiento de la invención al medio poroso.

Ejemplo 5

[0089] Se preparó un primer trabajo de estimulación para el pozo CD 1405, incluyendo inyectar a través del espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, 350 barriles de la formulación de la presente invención en un fluido portador a base de petróleo. El fluido de inyección se preparó con 3,5 barriles de tridecanol etoxilado de 17 grupos óxido etoxilado, 3,5 barriles de metanol y 343 barriles de gasóleo. El fluido se bombeó con un camión de bombeo. Se dejó un tiempo de reacción de 24 horas en el pozo, y se reinició la producción. El aumento de la producción fue desde un valor medio anterior de 183 bopd

(barriles de petróleo por día - *barrels oil per day*) a una media de 445 bopd después del tratamiento.

[0090] Luego de un período de ocho meses después del primer trabajo de estimulación, se ejecutó un nuevo trabajo de re-estimulación al pozo, pero ahora el fluido de inyección se preparó a base de agua. Otra cantidad de 350 barriles del fluido de inyección se bombearon a través del espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción al espacio poroso de la formación utilizando agua potable de un pozo de agua para un fluido portador a base de agua. El fluido de inyección se preparó con 3,5 barriles de nonilfenol etoxilado de 20 grupos óxido etoxilado, 3,5 barriles de metanol y 343 barriles de agua. El fluido se bombeó con un camión de bombeo. Se dejó un tiempo de reacción de 24 horas al pozo, y entonces se reinició la producción. El aumento de la producción fue desde un valor medio de 183 bopd a una media de 358 bopd.

Tabla 3 muestra los parámetros del yacimiento CD1405 y el pozo de terminación para el pozo CD 1405.

Tabla 3

INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO DEL POZO CD 1405

Yacimiento	OFINFSDZ-2X A1				
Arena	2C				
Longitud lateral horizontal (MD), ft	5150'	Tope	2.71 0 ft	Base	7.86 0 ft
Permeabilidad, md	8,900				
Porosidad, %	32				
Temperatura, °F	126				
Gravedad del Petróleo Crudo, °API	9				
Presión Efectiva, psi	420				
Fecha de perforación del pozo	07-02-2009				
Método de Producción	Bomba de cavidad progresiva				
Tipo de pozo	Horizontal				

Ejemplo 6

[0091] Dos pozos altamente desviados de la Franja del Río Orinoco (CD36 y CD37) del área de Cerro Negro de la División Carabobo de la Cuenca de la Franja del Río Orinoco se seleccionaron para pruebas piloto usando una formulación de base oleosa. Las principales características de los pozos son:

Nombre del pozo	Nombre del yacimiento	Fecha de terminación	Propiedades de la roca				Método de Producción	Presión Original psi	Presión Efectiva psi	Litología
			Porosidad	K	Vsh	Espe sor				
			%	Darcy		ft				
CD 3G	OFIH CNX9	04 1992	33	2,3	5,3	194	Bomba mecánica & relleno de gravilla	1100	1095	Arenisc a
CD 37	OFIM CNX9	02/19 93	32	5	7,0	192	Relleno de gravilla PCP	1350	1000	Arenisc a

[0092] Una cantidad de 270 barriles de diluyente, el cual es un petróleo crudo liviano de gravedad 23 API, se mezcló con una mezcla homogenizada previamente de 1,3 barriles de alcohol tridecílico de 12 grupos EO y 1,3 barriles de metanol en un tanque de un camión de bombeo. La mezcla se recirculó en el tanque para homogenización y se bombeó al pozo CD 36 a través del espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. El fluido de estimulación contactó el relleno de gravilla en el fondo y pasó a la formación con una penetración de aproximadamente dos pies. El pozo se cerró durante un período de reacción de 24 horas. Posteriormente el pozo se reinició y mostró una producción incrementada de alrededor de 200 bpd que ha sido estable durante un período de 60 días.

[0093] Otra cantidad de 133 barriles de diluyente, un petróleo crudo liviano de gravedad 23 API se mezcló con una mezcla homogenizada previamente de 0,7 barriles de alcohol tridecílico de 12 grupos EO y 0,7 barriles de metanol en una tanque de un camión de bombeo. La mezcla se recirculó en el tanque para homogenización y se bombeó al pozo CD 37 a través del espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. El fluido de estimulación contactó el relleno de gravilla en el fondo y penetró en la formación a alrededor de dos pulgadas. El pozo se cerró durante un período de reacción de 24 horas. El pozo se reinició a continuación y mostró una producción de 80 barriles netos de petróleo por día y ha sido estable durante un período de 60 días a partir de

entonces. La producción neta de petróleo antes de la estimulación era de 24 barriles de petróleo neto.

[0094] Estas pruebas piloto establecen que el fluido de estimulación, o formulación, de la presente invención es altamente efectivo en mejorar el flujo de hidrocarburos y la producción a través del medio poroso tratado con el fluido. El fluido se prepara de constituyentes fácilmente disponibles, y el método puede llevarse a cabo usando equipo conocido ya disponible para inyectar otros fluidos de estimulación.

[0095] Como se mencionó antes, petróleos crudos típicos pesados y extra-pesados para los cuales es ideal la invención tienen una viscosidad que puede manejarse a las temperaturas del yacimiento, pero esta viscosidad aumenta dramáticamente a temperaturas más frías, tales como las encontradas en las condiciones en superficie. Una relación típica de Figura 12 ilustra viscosidad a temperatura para un petróleo crudo extra-pesado.

[0096] Asimismo, Figura 13 muestra el excepcional efecto benéfico del tratamiento con INTESURF™ del medio poroso en el patrón de flujo y la recuperación final del petróleo inicial en el sitio con tres concentraciones diferentes de la formulación de la presente invención, comparadas con el agua de la formación sola.

[0097] Basándose en lo anteriormente expuesto, se demuestra un cambio benéfico en permeabilidad, niveles de producción y recuperación del petróleo inicial en el sitio, usando la formulación y el método de la presente invención.

[0098] Hay que entender que la invención no se limita a las ilustraciones descritas y mostradas aquí, las cuales se consideran meramente ilustrativas de los mejores modos de llevar a cabo la invención, y que son susceptibles de modificación en cuanto a la forma, tamaño, disposición de partes y detalles de operación. Antes bien, la invención pretende abarcar la totalidad de aquellas modificaciones que están dentro del espíritu y el ámbito, como se definen por las reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un método de inyección, producción y transporte combinados, que incluye los pasos de:

establecer un pozo productor y un pozo inyector en una formación productora de hidrocarburos y un sistema de línea de flujo en superficie para transportar una corriente de producción desde el pozo productor;

introducir una mezcla de un surfactante, un co-surfactante y un fluido portador en cada uno de los pozos productor e inyector, de manera que la mezcla fluya en el medio poroso que rodea el pozo productor y el pozo inyector;

mantener la mezcla en el medio poroso que rodea el pozo productor en la presencia de agua durante un período de tiempo suficiente para formar una película de agua en las superficies del medio poroso que rodea el pozo productor;

inyectar un fluido de inyección en el pozo inyector mientras se produce desde el pozo productor, con lo cual fluyen hidrocarburos del medio poroso alrededor del pozo inyector hacia el pozo productor;

introducir una mezcla de inyección de un surfactante y un fluido portador al fondo en un punto deseado en una tubería de producción del pozo productor, de manera que mezcla de inyección se mezcla con la corriente de producción para formar una emulsión;

producir la emulsión a través de la tubería a la línea de flujo en superficie a una distancia deseada del pozo productor, con lo cual se reducen las fuerzas de arrastre en el sistema desde el fondo a través de la línea de flujo en superficie a una localización deseada en la superficie.

2. El método de la reivindicación 1, en donde las superficies del medio poroso antes del tratamiento con la mezcla tienen hidrocarburos adheridos a ellas, y en donde la película de agua se forma sobre las superficies y el hidrocarburo adherido a las superficies.

3. El método de la reivindicación 1, en donde el medio poroso es una formación subterránea productora de hidrocarburos que contiene asfalteno y en donde el asfalteno se adhiere a las superficies del medio poroso.

4. El método de la reivindicación 1, en donde el paso de mantener moviliza hidrocarburos adheridos al medio poroso, y el paso de inyectar produce petróleo movilizado del pozo productor.
5. El método de la reivindicación 1, en donde el hidrocarburo tiene una gravedad API de entre 6 y 16.
6. El método de la reivindicación 1, en donde la emulsión es una emulsión de aceite en agua.
7. El método de la reivindicación 1, en donde el hidrocarburo tiene una gravedad API de entre 6 y 12.
8. El método de la reivindicación 1, en donde el surfactante de la mezcla se selecciona del grupo conformado por surfactantes aniónicos, surfactantes catiónicos, surfactantes no iónicos, surfactantes anfotéricos y combinaciones de los anteriores.
9. El método de la reivindicación 1, en donde el co-surfactante de la mezcla es un co-surfactante alcohol.
10. El método de la reivindicación 9, en donde el co-surfactante alcohol se selecciona del grupo conformado por metanol, etanol, propanol, butanol, pentanol, isopropanol, y combinaciones de los anteriores.
11. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido portador de la mezcla se selecciona del grupo conformado por solventes orgánicos, hidrocarburos livianos, diluyentes, petróleo crudo liviano, agua, salmuera, agua de producción y combinaciones de los anteriores.
12. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido portador de la mezcla es un agua de producción con una salinidad mayor que 5000 ppm y un contenido de potasio mayor que 80 ppm.

13. El método de la reivindicación 1, en donde el surfactante de la mezcla es un nonilfenol etoxilado que tiene entre 4 y 60 grupos etoxilados, y en donde el co-surfactante de la mezcla es metanol y/o etanol.
14. El método de la reivindicación 13, en donde la mezcla contiene cantidades sustancialmente iguales en volumen de surfactante y co-surfactante.
15. El método de la reivindicación 13, en donde la mezcla contiene cada uno del surfactante y el co-surfactante en una concentración de entre 0,01 y 3% en volumen.
16. El método de la reivindicación 13, en donde la mezcla contiene cada uno del surfactante y el co-surfactante en una concentración de entre 0,5 y 1% en volumen.
17. El método de la reivindicación 1, en donde la mezcla introducida en el pozo productor es diferente de la mezcla introducida en el pozo inyector.
18. El método de la reivindicación 1, en donde la mezcla introducida en el pozo productor contiene cada uno del surfactante y el co-surfactante en una concentración de entre 0,5 y 5,0 % en volumen.
19. El método de la reivindicación 18, en donde la mezcla introducida en el pozo productor contiene cada uno del surfactante y el co-surfactante en una concentración de entre 1 y 4 % en volumen.
20. El método de la reivindicación 1, en donde la mezcla introducida en el pozo inyector contiene cada uno del surfactante y el co-surfactante en una concentración de entre 0,01 y 2% en volumen.
21. El método de la reivindicación 20, en donde la mezcla introducida en el pozo inyector contiene cada uno del surfactante y el co-surfactante en una concentración de entre 0,0125 y 0,5 % en volumen.
22. El método de la reivindicación 1, en donde las superficies del medio poroso definen un espacio poroso para el hidrocarburo, y en donde las superficies se

definen por un material seleccionado del grupo conformado por cuarzo, feldespato, mineral silíceo, mineral carbonoso, arcillas, y combinaciones de los anteriores.

23. El método de la reivindicación 1, en donde el surfactante de la mezcla de inyección se selecciona del grupo conformado por surfactantes aniónicos y no iónicos y combinaciones de los anteriores.

24. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido portador de la mezcla de inyección se selecciona del grupo conformado por agua, agua de producción, salmuera, y combinaciones de los anteriores.

25. El método de la reivindicación 24, que incluye además el paso de pre-analizar el fluido portador de la mezcla de inyección en cuanto a compatibilidad con la corriente de producción para permitir la formación de la emulsión.

26. El método de la reivindicación 1, en donde el surfactante de la mezcla de inyección es un alcohol etoxilado que tiene entre 2 y 15 grupos etoxilados, nonilfenol etoxilado que tiene entre 4 y 15 grupos etoxilados, y una mezcla de los anteriores.

27. El método de la reivindicación 26, en donde la mezcla de inyección contiene el surfactante en una concentración de entre 0,5 y 3% en volumen.

28. El método de la reivindicación 27, en donde la mezcla de inyección contiene el surfactante en una concentración de entre 1 y 2% en volumen.

29. El método de la reivindicación 1, en donde las superficies de flujo de la tubería y la línea de flujo en superficie, que definen un espacio para flujo, se seleccionan del grupo conformado por material de acero, material de aleación, material plástico, material recubierto internamente y material sintético orgánico.

30. El método de la reivindicación 1, que incluye además el paso de descomponer la emulsión formada de la corriente de producción y la mezcla de inyección en una localización transitoria deseada, separar una fase aceite de una fase agua de producción, regenerar la fase agua de producción a las condiciones

deseadas, y bombear la fase agua regenerada al fondo como fluido portador de la mezcla de inyección.

31. El método de la reivindicación 30, que incluye además, en la localización transitoria deseada, el paso de desalar la fase aceite, y mezclar la fase aceite desalada con una solución acuosa que contiene agua y un surfactante para formar una emulsión aceite en agua para transporte en superficie a larga distancia.

32. El método de la reivindicación 31, que incluye además el(los) paso(s) de:

- (a) descomponer la emulsión aceite en agua para transporte en superficie a larga distancia en una localización final deseada de transporte del petróleo pesado y extra-pesado,
- (b) bombear la solución acuosa de regreso a la localización transitoria,
- (c) regenerar la solución acuosa a una magnitud deseada de concentración del surfactante,
- (d) reutilizar la solución acuosa regenerada, que contiene agua y un surfactante, para formar con la fase aceite desalada un nuevo lote de la emulsión aceite en agua,
- (e) bombear el nuevo lote de la emulsión aceite en agua a la localización final deseada, y repetir los pasos (a)-(e).

33. El método de la reivindicación 32, en donde el paso de regenerar se lleva a cabo con un surfactante de solución acuosa seleccionado del grupo conformado por alcohol etoxilado que tiene entre 2 y 15 grupos etoxilados, nonilfenol etoxilado que tiene entre 4 y 15 grupos etoxilados, y mezclas de los anteriores.

34. El método de la reivindicación 33, en donde la solución acuosa regenerada tiene una concentración de surfactante de entre 0,5 y 3% en volumen.

35. El método de la reivindicación 33, en donde la solución acuosa regenerada tiene una concentración de surfactante de entre 1 y 2% en volumen.

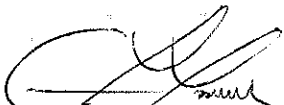
36. El método de la reivindicación 31 en donde el surfactante mezclado con la fase aceite desalada es un surfactante natural activado presente en la fase aceite desalada.

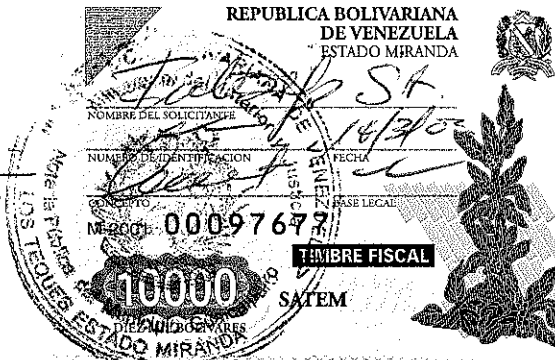
37. El método de la reivindicación 31, en donde el surfactante mezclado es una mezcla de surfactante natural activado, la fase aceite desalada y un surfactante no iónico.
38. El método de la reivindicación 31 en donde la emulsión para transporte en superficie a larga distancia es una emulsión aceite en agua bimodal.
39. El método de la reivindicación 1, que incluye además los pasos de:
separar el agua producida de la corriente de producción del pozo productor;
medir la concentración del surfactante y el co-surfactante en el agua producida;
ajustar la concentración del surfactante y el co-surfactante en el agua producida a un valor de fluido de inyección deseado; y usar el agua producida de concentración ajustada como fluido de inyección.
40. El método de la reivindicación 1, en donde el surfactante de la mezcla es un surfactante natural activado presente la fase aceite pesado y extra-pesado presente en el espacio de poros.
41. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido de inyección contiene una mezcla de un surfactante, un co-surfactante y un fluido portador.

EXTRACTO

Un método de inyección, producción y transporte combinados, incluye los pasos de establecer un pozo productor y un pozo inyector en una formación productora de hidrocarburos y un sistema de línea en superficie para transporte en superficie de una corriente de un pozo productor; introducir una mezcla de un surfactante, un co-surfactante y un fluido portador en cada uno de los pozos productor e inyector, de manera que la mezcla fluye en el medio poroso que rodea el pozo productor y el pozo inyector; mantener la mezcla para el yacimiento en el medio poroso que rodea el pozo productor en la presencia de agua durante un período de tiempo suficiente para formar una película de agua en superficies del medio poroso que rodea el pozo productor; inyectar un fluido de inyección en el pozo inyector mientras se produce del pozo productor, con lo cual fluyen hidrocarburos del medio poroso alrededor del pozo inyector hacia el pozo productor, introducir una mezcla de inyección de un surfactante y un fluido portador al fondo en un punto deseado en la tubería del pozo productor, de manera que la mezcla de inyección en la tubería se mezcla con la corriente de producción formando una emulsión, y permitir que la emulsión fluya a través de la tubería al cabezal del pozo. La emulsión puede transportarse a localizaciones intermedias y luego descomponerse y reformularse para transporte posterior.

Pedro Montoya


Carlos Enrique Flores
Abogado
I.P.S.A. N° 32.550



Cento noventa y dos (192)
81 (196)

NOTARIA PÚBLICA DEL MUNICIPIO
GUAICAIPURO DEL ESTADO MIRANDA
RECIBIDO EL: 10-03-2005
PLANILLA N°: 18-96-05
VALIDO PARA EL DÍA: 10-03-2005

Yo, **BLANCA MATILDE NAVARRO LAGUNA**, venezolana, abogada en ejercicio, mayor de edad, domiciliada en Caracas, titular de la Cédula de Identidad N° 3.829.465, inscrita en el Instituto de Previsión Social del Abogado, bajo el N° 27.979, actuando en este acto en mi carácter de Apoderada Especial de **INTEVEP, S.A.**, Sociedad Mercantil domiciliada en Caracas, debidamente inscrita en el Registro Mercantil Primero de la Circunscripción Judicial del Distrito Federal y Estado Miranda, el treinta y uno (31) de mayo de 1979, bajo el N° 15, Tomo 65-A Segundo, reformada su Acta Constitutiva-Estatutos en diversas oportunidades, siendo su última reforma parcial la inscrita en el Registro Mercantil Segundo de la citada Circunscripción Judicial, el día 17 de Agosto de 1999, bajo el N° 17, Tomo 227-A Sgdo. y, finalmente, refundido en un solo texto dicho documento Constitutivo-Estatutos, según consta de documento inscrito ante la citada oficina de Registro, el día cinco (5) de junio de dos mil (2000), bajo el N° 72, Tomo 128-A Sgdo., inscrita en el Registro de Información Fiscal N° J-00110848-3, en ejercicio de la facultad que me confiere la Cláusula Veintinueve (27), del documento Constitutivo-Estatutos de la Compañía, debidamente autorizada para este acto, según consta en documento poder, debidamente autenticado por ante la Notaría Pública del Municipio Guaicaipuro del Estado Miranda, el día 18 de marzo de 2003, bajo el N° 92, Tomo 27, de los Libros de Autenticaciones llevados por esa Notaría, por medio del presente documento declaro que: Sustituyo parcialmente y, en los términos expresamente descritos en el presente documento, las facultades que me han sido conferidas en los señores **JUAN PABLO CADENA SARMIENTO y/o BEATRIZ JARAMILLO y/o CARLOS H. PALACIO EASTMAN y/o HÉCTOR GÓMEZ MEJÍA**, todos domiciliados en Bogotá, República de Colombia, apoderados verdaderos y legales con poder especial, amplio y suficiente, para recabar de las oficinas y autoridades colombianas administrativas y de policía, en cualquier instancia o recurso administrativos, la obtención de patentes de invención, registros de marcas, diseños industriales, modelos de utilidad, depósitos de nombres comerciales y enseñas, registros de derechos de autor y contratos sobre los mismos, obtención de certificados de obtentor de variedades vegetales; así como, sus prórrogas, renovaciones, anotaciones de traspaso, cambios de nombre y/o domicilio; elaborar, tramitar y registrar contratos de licencia y licencias de cualesquiera clases; intervenir como demandante o como demandado en cualquier instancia y recurso ante

CONSULTORIA
INTEVEP
JUDICIAL

196000

cualquier Juez, corporación, funcionario público o autoridad en acciones judiciales, administrativas y de policía; tales como: oposiciones al registro de marcas; acciones de caducidad, cancelación y nulidad; acciones reivindicatorias, acciones derivadas de la obtención o explotación. A este efecto, los faculto para elevar solicitudes, formular descripciones, enmiendas, protestas, declaraciones, oposiciones, cancelaciones, nulidades, apelaciones y reclamos; pagar impuestos, cuotas y gravámenes prescritos por la ley; renunciar o desistir a derechos concedidos o en curso de concesión; recibir toda clase de documentos y valores, dando el descargo respectivo y, en general, para dar ante dichas autoridades todos los pasos necesarios al efecto indicado y tomar todas las medidas que creyeren conducentes al resguardo de los intereses de mi poderdante, con todas las demás facultades legales necesarias. Este poder comprende la facultad de ratificar o confirmar en nombre de mi otorgante lo actuado; así como, la facultad de desistir, transigir, comprometer sobre derechos concedidos o en curso de concesión, previa autorización del otorgante. Asimismo, nombro, en representación de **INTEVEP, S.A.** a: **JUAN PABLO CADENA SARMIENTO** y/o **BEATRIZ JARAMILLO** y/o **CARLOS H. PALACIO EASTMAN** y/o **HÉCTOR GÓMEZ MEJÍA**, todos domiciliado(s) en la Carrera 7, N° 16-56, Piso 9, apoderados especiales en Colombia, con facultades para recibir notificaciones y las previamente establecidas en este documento. Finalmente, revoco la sustitución de poder otorgada por mi a los señores **RAMIRO CASTRO DUQUE** y/o **JUAN PABLO CADENA SARMIENTO** y/o **BEATRIZ JARAMILLO S.**, según consta de documento autenticado por ante la Notaría Pública del Municipio Guaicaipuro del estado Miranda, el día 28 de marzo de 2003, bajo el N° 49, Tomo 32 de los libros de autenticaciones llevados por esta Notaría, legalizado por ante la Oficina Principal de Registro del estado Miranda, el día 28 de marzo de 2003; posteriormente, presentado por ante el Ministerio de Interior y Justicia, Dirección General de Registros y Notarías, el día 1 de abril de 2003 y luego apostillado de conformidad con el Convenio de La Haya del 5 de octubre de 1961, por ante el Ministerio de Relaciones Exteriores, Dirección General de Relaciones Consulares, el día 4 de abril de 2003, bajo el N° 026972. En Los Teques, a la fecha de su presentación y autenticación.

CONSULTORIA
INTEVEP
JUR.

REPUBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
ESTADO MIRANDA

Intevsep SA
NOMBRE DEL SOLICITANTE

14/3/03
FECHA

CONCEPTO: M-2001 00097678 BASE LEGAL

10000 TIMBRE FISCAL
SATEM
DIEZ MIL BOLIVARES

M-2001 00097679

10000 TIMBRE FISCAL
SATEM
DIEZ MIL BOLIVARES

Ramiro Castro Duque

REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA

MINISTERIO DEL INTERIOR Y JUSTICIA



NOTARIA PUBLICA DEL MUNICIPIO GUAICAIPURO. ESTADO MIRANDA. Los

Fechos, Quince (15) de Mayo De DOS MIL CINCO

(2.005).- 194° y 146° El anterior documento redactado por el Abogado: CARLOS ENRIQUE

FLORES, Inscrito en el inpreabogado bajo el N° 32.550, Fue presentado para su Autenticación y

Devolución según planilla N° 189632, de fecha: 10-03-2005. Presente (s) su (s) otorgante (s)

dijo (eron) ser y llamarse: **BLANCA MATILDE NAVARRO LAGUNA** mayor (es) de edad,

domiciliado (s) en: LOS TEQUES, de nacionalidad: VENEZOLANA de estado civil:

DIVORCIADA portador (es) de la (s) Cédula (s) de Identidad No. **V-3.829.465** Leído y

confrontado con sus fotocopias, firmado en estas y en el presente original, en presencia del

Notario el(los) Otorgante(s) expuso(ieron) "SU CONTENIDO ES CIERTO Y

MIA(NUESTRAS) LA(S) FIRMA(S) QUE LO AUTORIZA(N)". El Notario en tal virtud, da

Fe Pública del presente documento y de las copias firmadas en originales que formaran el Tomo

Principal y el Tomo Duplicado en presencia de los testigos: LOURDES PERDOMO y

JUDITH BRICEÑO, titulares de las Cédulas de Identidad Nros: V-8.682.840 y V-

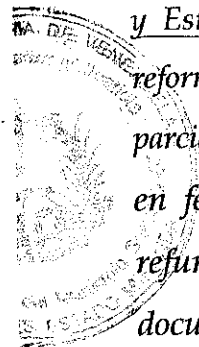
6.870.509 dejándolo inserto bajo el Nro. 81 Tomo: 30 de los libros de Autenticaciones llevados

por esta Notaría. El Notario que suscribe hace constar que ha dado cumplimiento al Artículo

78 del Decreto Ley de Registro y del Notariado e informó a las partes del contenido, naturaleza,

trascendencia y consecuencias legales de los actos o negocios otorgados en su presencia, los

cuales manifestaron su plena conformidad. FUE INUTILIZADOS TIMBRES FISCALES POR

BOLIVARES 30.000,00. Igualmente le fue presentado Registro Mercantil de INTEVEP S.A,debidamente en el Registro Mercantil Primero de la Circunscripción Judicial del Distrito Federaly Estado Miranda de fecha: 31 de mayo de 1979, bajo el No: 15 Tomo: 65-A Segundo,reformada su Acta Constitutiva Estatutos en diversas oportunidades, siendo la ultima reformaparcial la inscrita en el Registro Mercantil Segundo de la citada Circunscripción Judicialen fecha 17 de agosto de 1999, bajo el No. 17, Tomo: 227-A Segundo y finalmenterefundido en un solo texto dicho documento Constitutivo Estatutos según consta dedocumento inscrito ante la citada Oficina de Registro en fecha: 5 de junio de 2000 bajo elNo. 72, Tomo: 128-A Sgdo. Representada en este acto por su apoderada Especial

CIENTO NOVENTA Y SIETE (197) VTO.

ciudadana: BLANCA MATILDE NAVARRO LAGUNA según documento poder
autenticado por ante esta misma Notaria en fecha: 18-03-2003, anotado bajo el No. 92;
tomo: 27 La Notaria para este acto se traslado y constituyo en la sede de. INTEVEP
S.A., Estado Miranda, a las 10:30 AM fue autorizada para este acto la
ciudadana: JUDITH BRICEÑO Titular de la cédula de identidad No. 6.870.509
funcionaria de esta Notaria. Conforme al Artículo 29 del Reglamento de Registro y
Notaria Publica

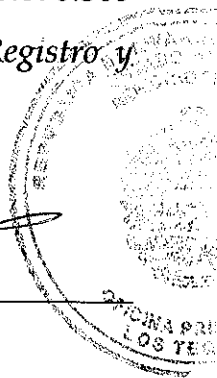
EL NOTARIO PUBLICO



Dra. María del Carmen Escalona Aquino
NOTARIO INTERINO

EL (LOS) OTORGANTE (S)

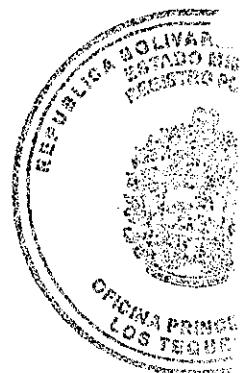
BLANCA MATILDE NAVARRO LAGUNA



LOS TESTIGOS

Otorgado por:

82:16/3/05
RECIBIDO
REVISADO



Nº 013777



REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
MINISTERIO DEL INTERIOR Y JUSTICIA

OFICINA PRINCIPAL DE REGISTRO PÚBLICO DEL ESTADO MIRANDA

Los Teques, Diez y Seis (16) de Marzo del año 2005

AÑOS: 194º Y 146º

La Suscrita Registradora Principal del Estado Miranda, CERTIFICA que la firma que legaliza del anterior documento es auténtica y la misma que utiliza en todos sus actos Públicos la ciudadana: Dra. MARIA DEL CARMEN ESCALONA AQUINO. Quien para la fecha de la expedición del anterior documento a los Catorce (14) días del mes de Marzo del año 2005, era Notario Interino del Municipio Guacaipuro del Estado Miranda. La presente LEGALIZACIÓN se expide sin prejuzgar acerca de ningún otro extremo de fondo ni de forma - (Causó Derechos de Registro y Timbres Fiscales.- El presente documento fue elaborado por Verónica Abache, Funcionaria adscrita a esta oficina, autorizando quien firma conjuntamente conmigo.-

La Registradora Principal

Dra. ROSA MERCEDES CARREÑO ESCOBAR

Verónica Abache.
Plumilla Nº 22259
Para el día: 18/03/2005.

REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

SENIA

F-02 01108679

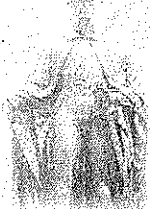
Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

SENIA

F-02 09861861

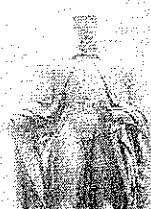
Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars



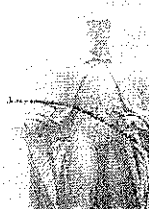
OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

361776

te:

ción:



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

SENIA

F-02 09861785

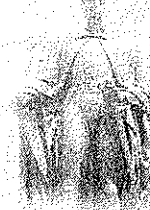
Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

SENIA

F-02 09861862

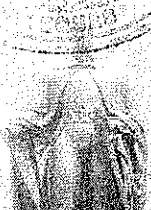
Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars



OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

361777

te:

ción:



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

SENIA

F-02 09861863

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars



OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

361778

te:

ción:



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

SENIA

F-02 09861864

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars



OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

61779

te:

ción:



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

SENIA

F-02 09861865

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars



OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

61780

te:

ción:



31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64

31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64

REPUBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

F-02 09863094

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

REPUBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

F-02 09863095

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

REPUBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

F-02 09863084

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

REPUBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

F-02 09863085

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

REPUBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

F-02 01082419

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

REPUBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

F-02 01082425

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

REPUBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

F-02 09863099

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

REPUBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

F-02 09863100

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

REPUBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

F-02 09863089

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

REPUBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

F-02 09863080

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

REPUBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

F-02 09863079

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

REPUBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

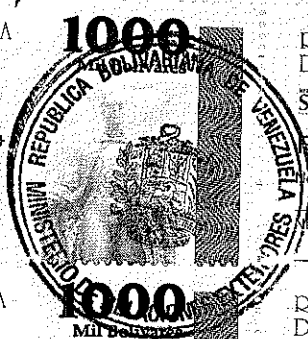
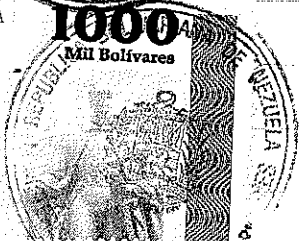
F-02 09863080

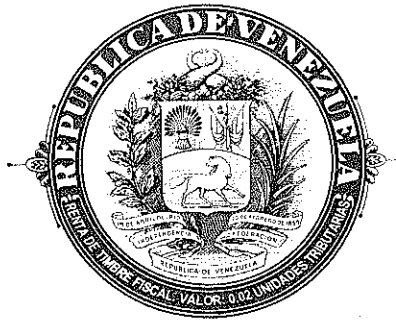
Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:





H- 96 N° 10412679

1		1
2		2
3		3
4		4
5		5
6		6
7		7
8		8
9		9
10		10
11		11
12		12
13		13
14		14
15		15
16		16
17		17
18		18
19		19
20		20
21		21
22		22
23		23
24		24
25		25
26		26
27		27
28		28
29		29
30		30

Redoo Martin 3
149 - C

31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64

31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64

REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA



F-02 09863086

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars

REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA



F-02 09863091

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars

REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA



F-02 09863087

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars

REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA



F-02 09863092

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars

REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA



F-02 09863088

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars

REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA



F-02 09863093

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars

REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA



F-02 09863076

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars

REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA



F-02 09863081

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars

REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA



F-02 09863077

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars

REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA



F-02 09863082

Nombre del solicitante:

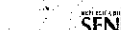
Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars

REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA



F-02 09863078

Nombre del solicitante:

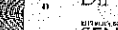
Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars

REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA



F-02 09863083

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

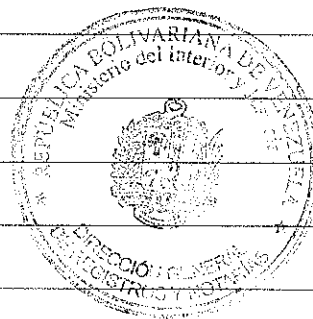
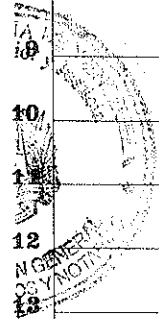
Concepto:

1000
Mil Bolívars



H - 96 N° 10412678

1		1
2		2
3		3
4		4
5		5
6		6
7		7
8		8
9		9
10		10
11		11
12		12
13		13
14		14
15		15
16		16
17		17
18		18
19		19
20		20
21		21
22		22
23		23
24		24
25		25
26		26
27		27
28		28
29		29
30		30



República Bolivariana de Venezuela



MINISTERIO DEL INTERIOR Y JUSTICIA

Se legaliza la firma que antecede de la ciudadana

ROSA CARREÑO ESCOBAR

quien es como se titula, **Registradora Principal del Estado Miranda**

Se advierte que la presente legalización no prejuzga acerca de
ningún otro extremo de fondo ni de forma.

Caracas, **22 MAR 2005**

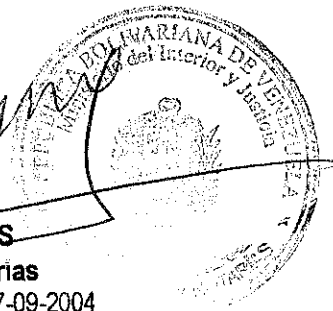
Años 194° y 146°

Por el Ministro,

MARIA CRISTINA BARROSO MATOS

Directora General de Registros y Notarías

Por delegación de firma, según Res. N° 434 del 17-09-2004
publicada en Gaceta Oficial N° 38.025 del 17-09-2004







REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES
DIRECCION GENERAL DE RELACIONES CONSULARES

**APOSTILLE**

Convention de La Haye del 5 Octobre 1961

1- País: VENEZUELA

El presente documento público :

2- Ha sido suscrito por: MARIA CRISTINA BARROSO MATOS

3- Actuando en su calidad de: DIRECTOR GENERAL DE REGISTROS Y NOTARIAS

4- Llevando el sello/timbre de: MINISTERIO DE INTERIOR Y JUSTICIA

Certificado

5- En Caracas: 03/31/2005

6- Por el Ministro:

7- N°: 0004170

8-Sello/Timbre

9- Firma



Rebeca Puig de Escalona

Rebeca Puig de Escalona
Agregado Juridico
Res. DGRH N°. 175 Del 09/08/01





REPUBLICA DE COLOMBIA



GAYIRI A

ORGANIZACION ELECTORAL
REGISTRADURIA NACIONAL DEL ESTADO CIVIL

REGISTRO CIVIL DE DEFUNCION

Indicativo 5562241
Serial

Datos de la oficina de registro															
Clase de oficina		Registraduría		Notaría		Consulado		Corregimiento		Insp. de Policía		Código		9990	
País - Departamento - Municipio - Corregimiento o Inspección de Policía															
COLOMBIA CUNDINAMARCA BOGOTA D.C. NOTARIA 32															
Datos del inscrito															
Apellidos y nombres completos															
CASTRO DUQUE RAMIRO															
Documento de identificación (Clase y número)															
C.C. No. 170322 DE BOGOTA															
Sexo (en Letras)															
MASCULINO															
Datos de la defunción															
Lugar de la Defunción País - Departamento - Municipio - Corregimiento o Inspección de Policía															
COLOMBIA CUNDINAMARCA BOGOTA D.C.															
Fecha de la defunción															
Año		2004		Mes		10		Día		30		Hora		04:10 PM	
Número de certificado de defunción															
A. 2094375															
Presunción de muerte															
Jurado que prolija la sentencia															
Fecha de la sentencia															
Año															
Mes															
Día															
Documento presentado															
Autorización judicial															
Certificado Médico															
X															
Nombre y cargo del funcionario															
ANDRES DIAZ CAMPOS															
R.M. No. 79982662															
Datos del denunciante															
Apellidos y nombres completos															
EDGAR DAVID REGINO H.															
Documento de identificación (Clase y número)															
C.C. No. 15.030.154 DE LORICA/ CORDOBA															
Firma															
Primer testigo															
Apellidos y nombres completos															
Documento de identificación (Clase y número)															
Firma															
Segundo testigo															
Apellidos y nombres completos															
Documento de identificación (Clase y número)															
Firma															
Fecha de inscripción															
Año		2004		Mes		1		Día		02		Notario x Firma de la Registraduría que autoriza			
BIANCA															
NOTARIA															
ESPACIO PARA NOTAS															
PADRES: ALFONSO CASTRO															
MERCEDES DUQUE															

Notario

COMO SECRETARIO DELEGADO DE LA REMESA TREINTA Y DOS (32) DEL
CIRCULO DE BOGOTA

CERTIFICACION:

La presente acta es fiel copia del original tomada del registro
civil de defunciones serial indicativa numero: 5562201
que explico en la ciudad de Bogotá D.C. hoy: 03 NOV. 2004

SECRETARIA DE BOGOTA D.C.
SECRETARIA DELEGADA
NELSON FLORES G.
SECRETARIO DELEGADO PARA COPIAS
DECRETO 1134 DE 1989

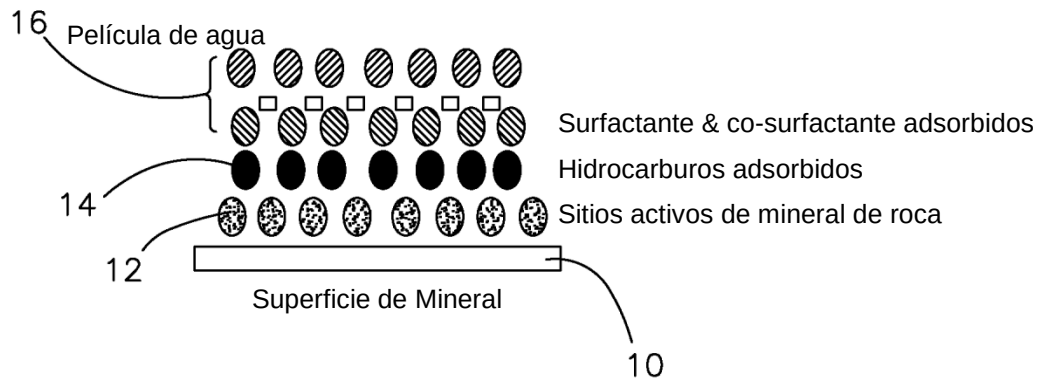


FIG. 1

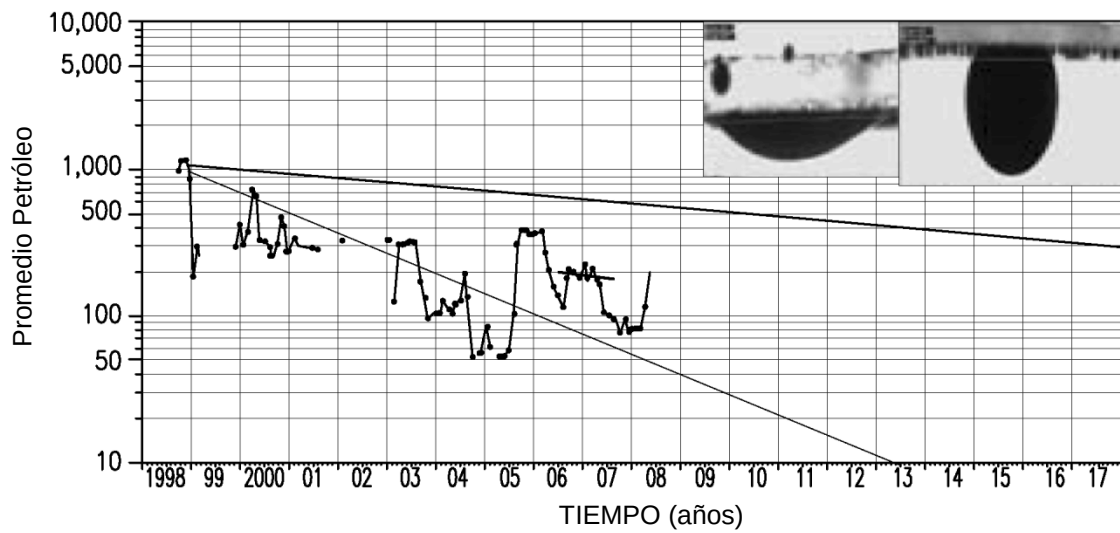


FIG. 2



FIG. 3

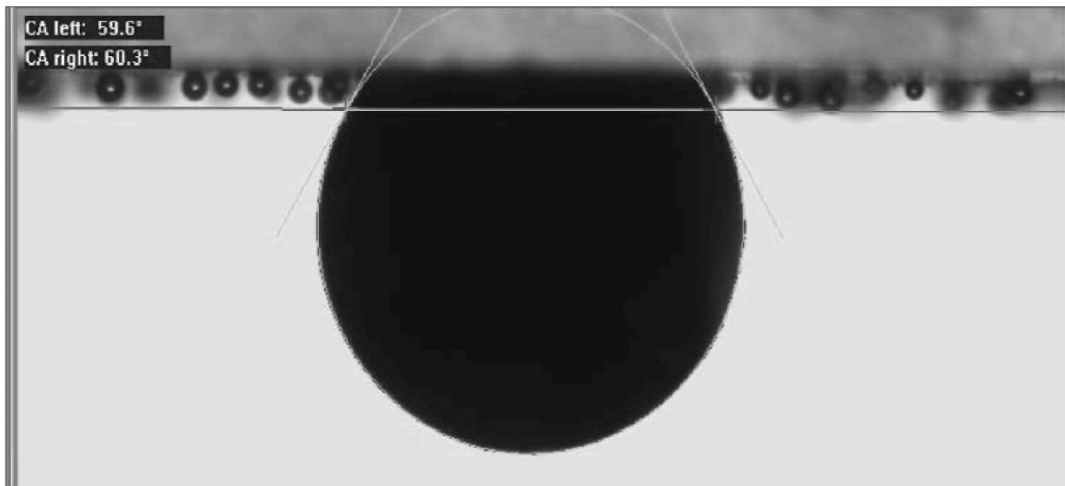


FIG. 4

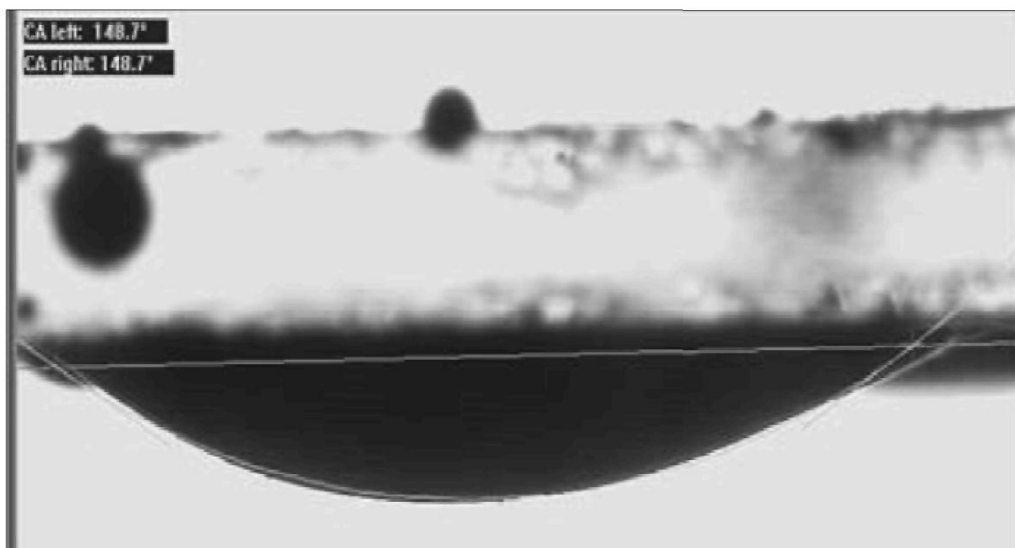


FIG. 5

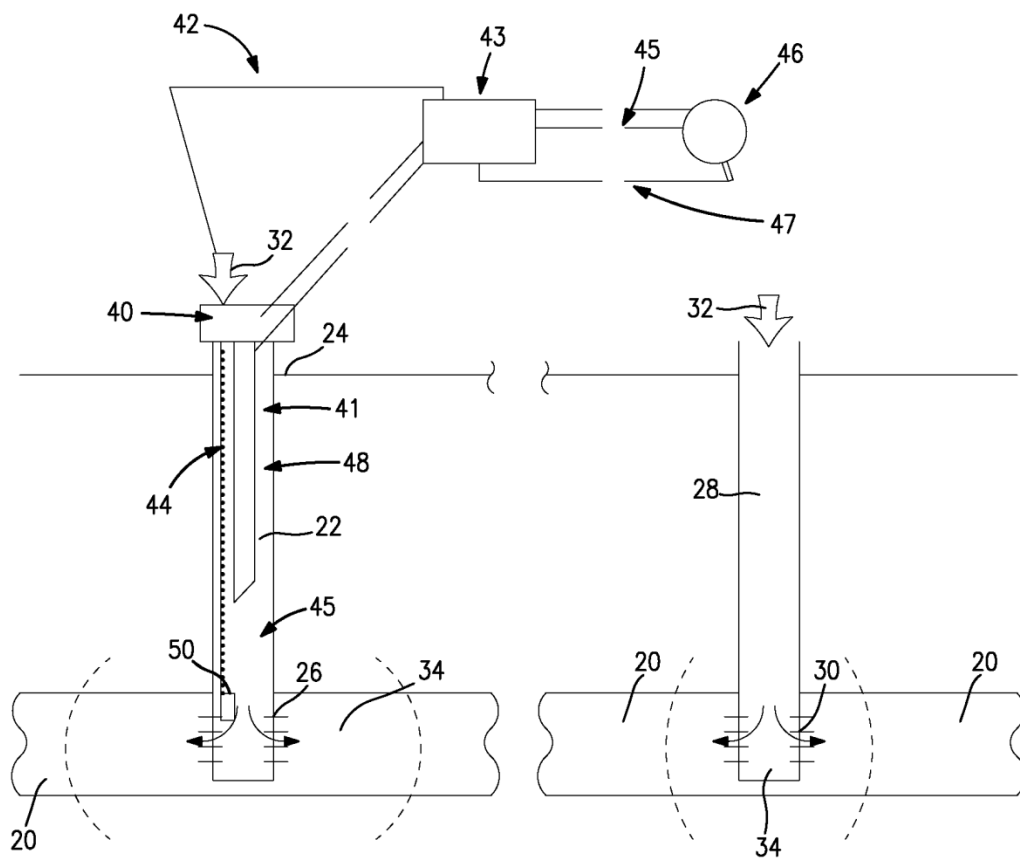


FIG. 6

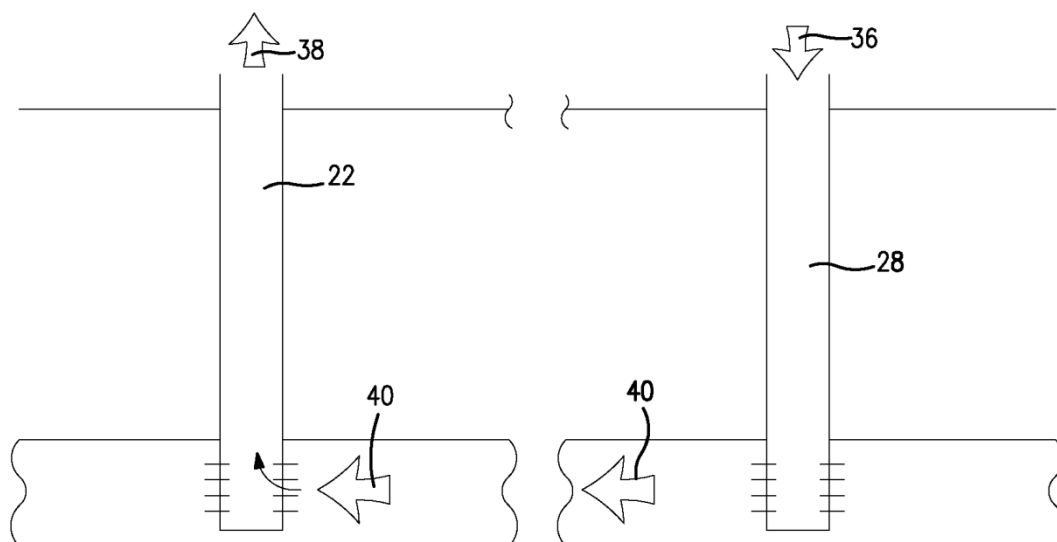


FIG. 7

PERMEABILIDAD DE RETORNO
 Presión de confinamiento neta 1300 psi
 Temperatura del yacimiento 120°F
 Muestra No. : 1A

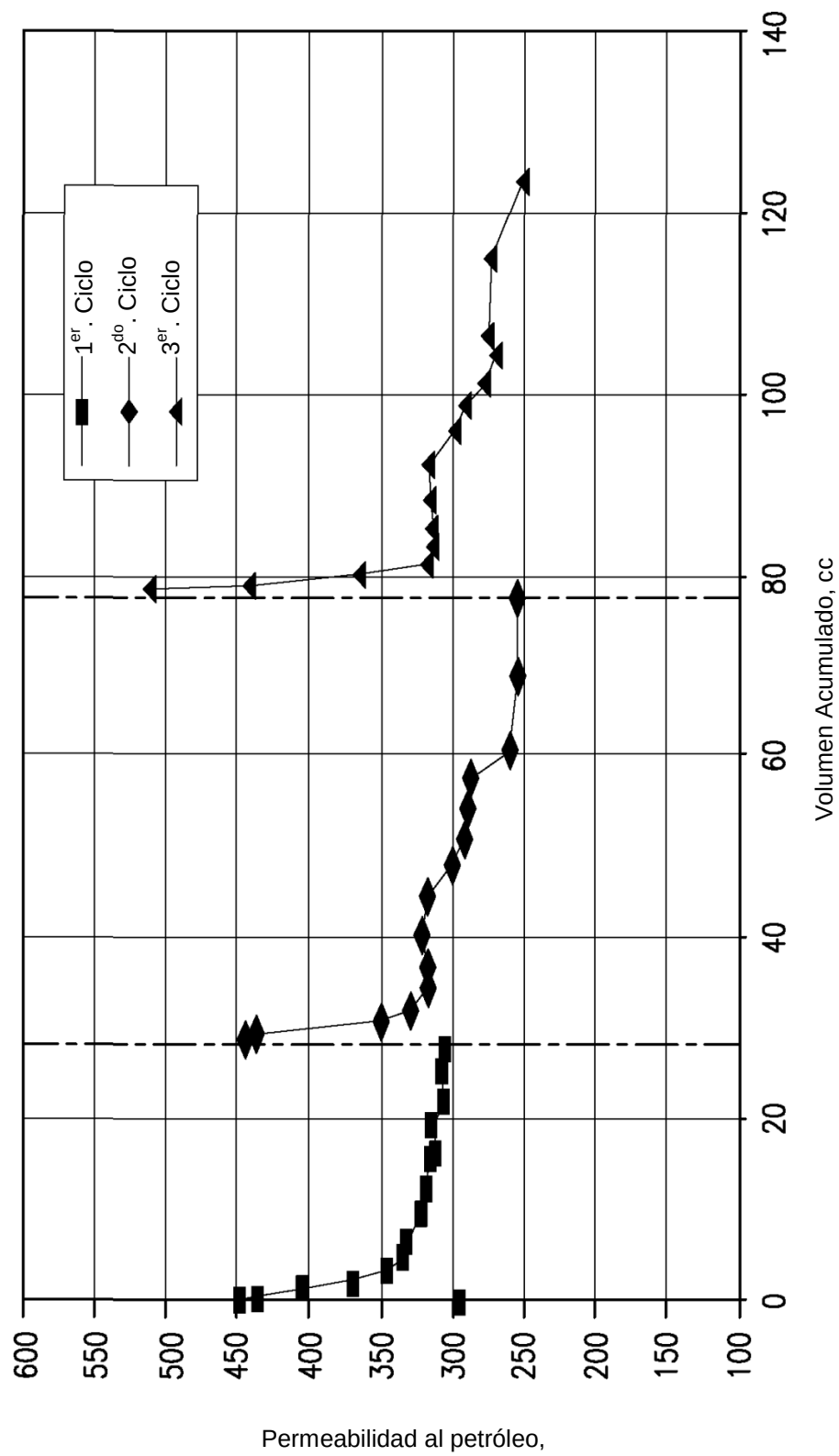


FIG. 8

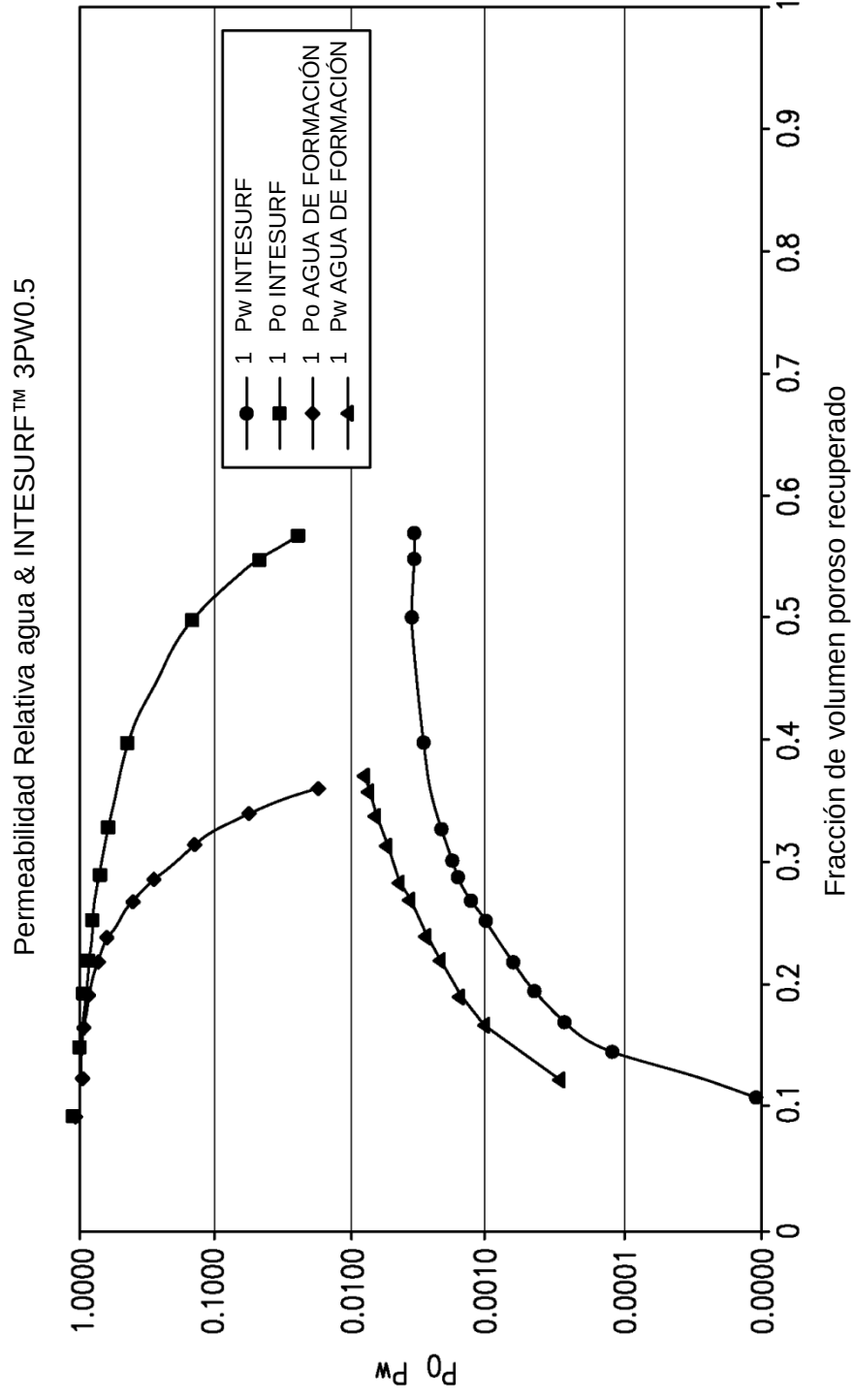


FIG. 9

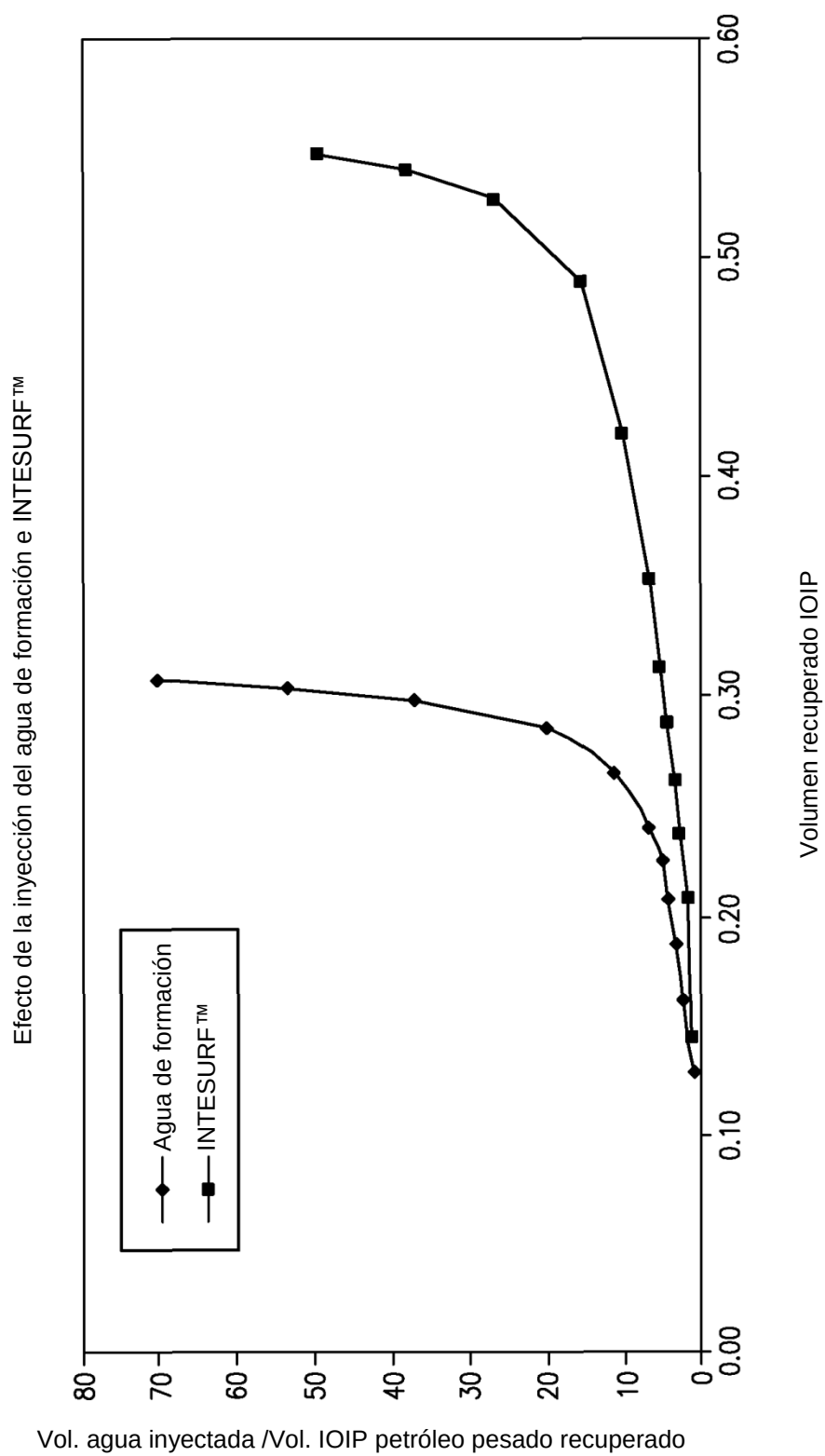


FIG. 10

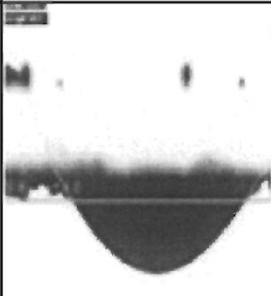
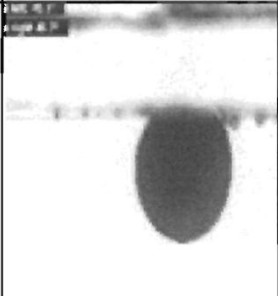
Medición del ángulo de contacto antes	Fotografía	Medición del ángulo de contacto después INTESURF™	Fotografía
137.5°		45.1°	

FIG. 11

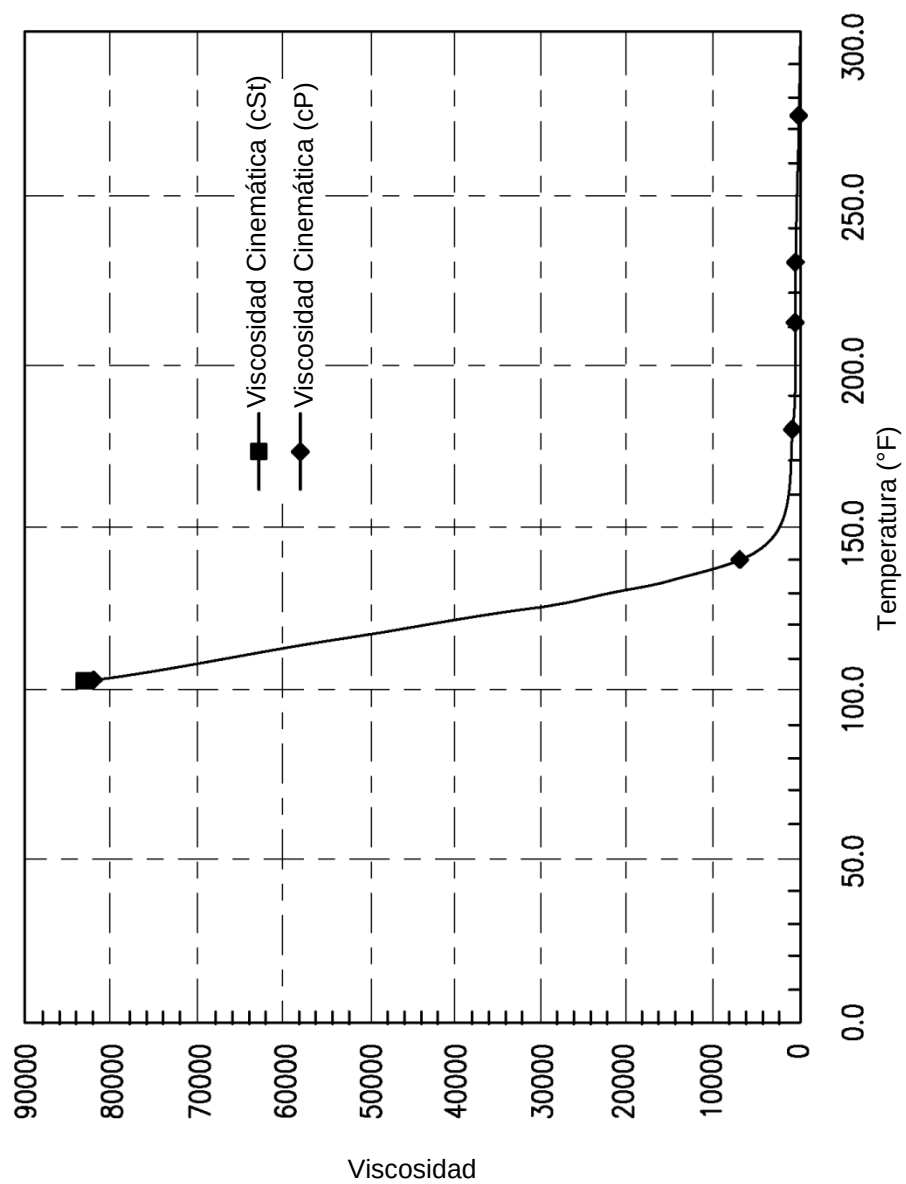


FIG. 12

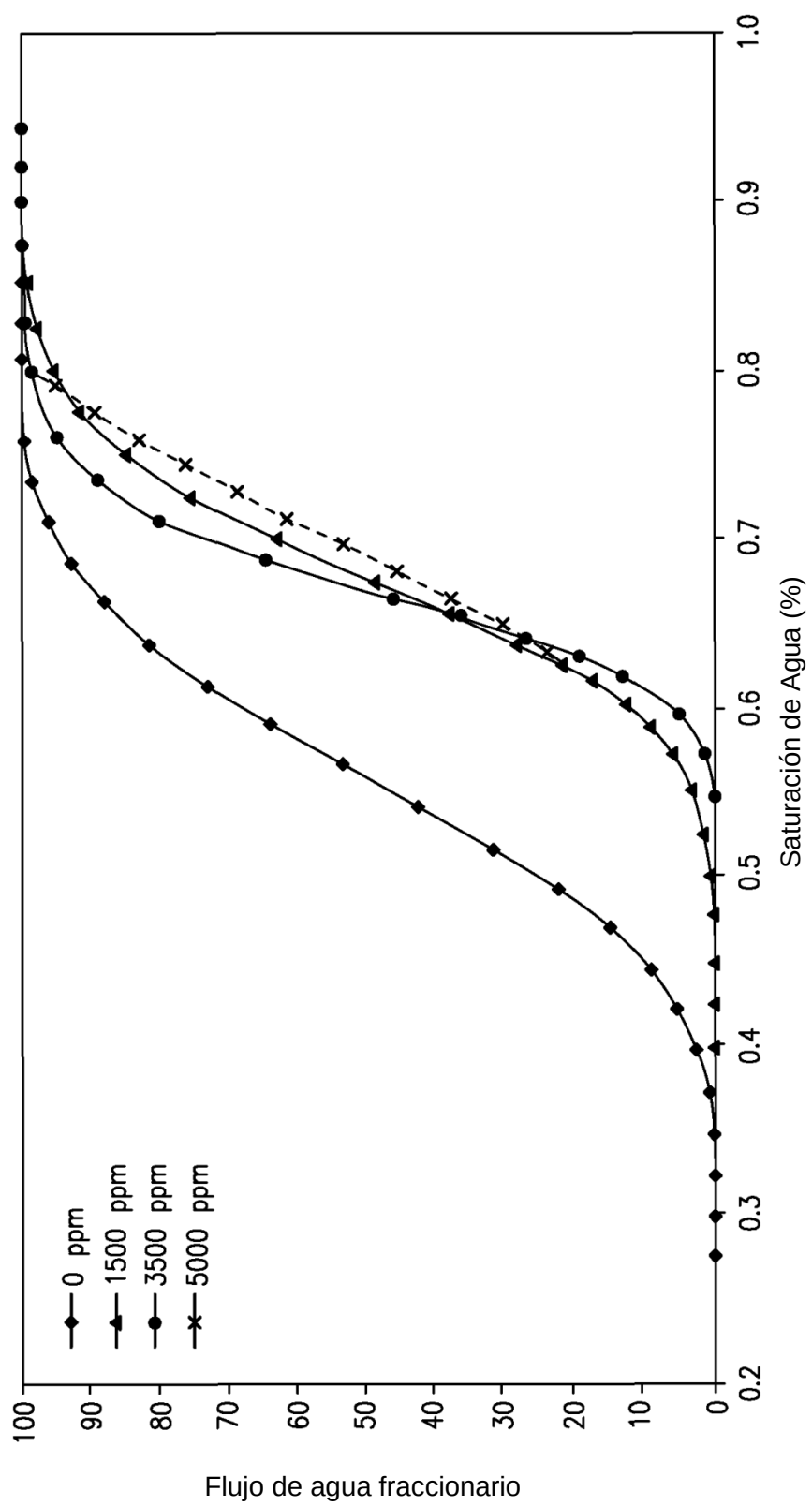


FIG. 13