

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL

División de Nuevas Creaciones

SOLICITUD
PATENTE DE INVENCION

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 12-187282- -00000-0000

Fecha: 2012-10-22 17:00:42 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 411 PRESENTACION Folios: 49

21. EXPEDIENTE No. _____

54. TITULO MÉTODO PARA MEJORAR LAS CONDICIONES DE FLUJO EN TUBERÍAS QUE SE
USAN PARA EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS O EXTRA PESADOS CON
ALTO CONTENIDO DE ASFALTENOS

51. CLASIFICACION INTERNACIONAL _____

71. SOLICITANTE INTEVER, S.A.

DOMICILIO CARACAS, VENEZUELA

74. APODERADO JUAN PABLO CABENA GARRMENDO

22. BOGOTÁ, D.C. _____



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 12-187282- -00000-0000

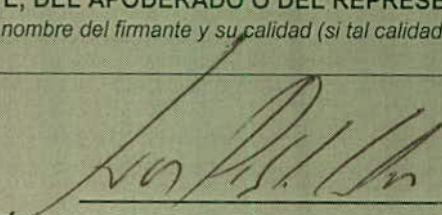
Fecha: 2012-10-22 17:00:42 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 411 PRESENTACION Folios: 49

ción

AS. 122.669

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
MÉTODO PARA MEJORAR LAS CONDICIONES DE FLUJO EN TUBERÍAS QUE SE USAN PARA EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS O EXTRA PESADOS CON ALTO CONTENIDO DE ASFALTENOS			
4	SOLICITANTE (S) ☐ Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL		NOMBRE	IDENTIFICACIÓN
1. INTEVEP, S.A.			
5	DATOS DEL SOLICITANTE		
DIRECCIÓN		Apartado 76343, 1070A	
CIUDAD		Caracas	
DEPARTAMENTO/ESTADO		No. TELÉFONO	
PAÍS DE RESIDENCIA		VE	
		CORREO ELECTRÓNICO	
		NACIONALIDAD O LUGAR DE CONSTITUCIÓN	
6	INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS		NOMBRES	NACIONALIDAD
1. MANRIQUE		Pablo	VE
2. PEREZ		Lorena	VE
3. ARCHER		Franklin	VE
4. CHAVARRO		Wilmer	VE
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:			
7	DATOS INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
PAÍS RESIDENCIA	DEPARTAMENTO/ESTADO	CIUDAD	DIRECCIÓN
1. VE		Caracas	Edificio Caroata Apartamento 10C, Parque Central
2. VE	Miranda	Los Teques	
3. VE		Caracas	Edificio Lagunillas Apto. 9C2, El Valle
4. VE	Miranda	Los Teques	
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	
CIUDAD		Bogotá, D.C.	
PAÍS		CO	
		No. TELÉFONO 7442200	
		CORREO ELECTRÓNICO	
		No. RADICACIÓN O PROTOCOLO DE PODER GENERAL	
9	DECLARACIONES DE PRIORIDAD ☒ SI ☐ NO		
(33) PAÍS DE ORIGEN		CÓDIGO PAÍS	(31) NÚMERO
1. US		US	61/549,406
2.			
3.			
			(32) FECHA (AAAA/MM/DD)
			2011/10/20

10	DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS	
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. ☐ 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	
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. ☐ 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	
Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente. ☐ 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. 12-105875, 12-108683, 12-109571 Fecha: 22-10-12		
16	FIRMA DEL SOLICITANTE, DEL APODERADO O DEL REPRESENTANTE LEGAL	
Junto a cada firma, indicar el nombre del firmante y su calidad (si tal calidad no es obvia al leer el petitorio) 		
17	ANEXOS	
Documentación Técnica 1. ☒ Descripción N° de folios: 3-29 2. ☒ Reivindicaciones N° Reivindicaciones: 22 3. ☒ Dibujos y/o figuras N° folios: 33-39 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.

MÉTODO PARA MEJORAR LAS CONDICIONES DE FLUJO EN TUBERÍAS QUE SE
USAN PARA EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS O EXTRA PESADOS CON ALTO

CONTENIDO DE ASFALTENOS

5 **REFERENCIA CRUZADA A LA SOLICITUD RELACIONADA**

[0001] Esta solicitud es una continuación en parte de la
solicitud de patente de los Estados Unidos con Número de Serie
12/973,022 que se archivó en diciembre 20, 2010. Esta solicitud
también reivindica el beneficio de la solicitud provisional
10 61/549,534 que se archivó en octubre 20, 2011.

ANTECEDENTES DE LA INVENCIÓN

[0002] La invención se relaciona con una formulación y un
método para usar el mismo para mejorar las condiciones de flujo de
15 ciertas tuberías u oleoductos.

[0003] Es claramente deseable mejorar la productividad de los
pozos de petróleo crudo pesado y extra pesado tales como aquellos
hallados en la Franja petrolera del Río Orinoco en Venezuela.
20 Algunos de los más grandes yacimientos de petróleo crudo pesado y
extra pesado en el mundo están en Venezuela y contienen petróleo
que tiene una gravedad API dentro de un rango de 6 a 16.
Infortunadamente, la tasa de producción de gran parte de este
petróleo es inaceptable. Además, el transporte de este petróleo
25 puede ser problemático.

[0004] Es una gran preocupación en la explotación de los
yacimientos de petróleo crudo pesado y extra pesado incrementar la
productividad durante la duración en servicio de los pozos. Con
30 estos pozos, los esquemas primarios de producción en frío son
abandonados rápidamente a favor de métodos térmicos para mejorar

la fluidez del pozo mediante la reducción de la viscosidad del petróleo en los yacimientos. Estos procesos son costosos y además todavía producen una baja salida en términos de la recolección final. Además, también tienen serios problemas de producción de gases sulfurosos tales como H_2S y CO_2 , que son muy costosos de direccionar. Tales métodos de recuperación térmica típicamente producen una recuperación final de petróleo menor al 35-40%.

[0005] Las areniscas venezolanas de petróleo crudo pesado y extra pesado en la Franja petrolera del Río Orinoco son unos yacimientos excepcionales. 60% de los yacimientos de este tipo tiene 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 crudo pesado y extra pesado de Venezuela es fluido en las condiciones del yacimiento.

[0006] Aún estos pozos, sin embargo, tienen una recuperación final por producción en frío que es muy naja y quizá en la mayoría de los casos inferior a tres (3) por ciento del petróleo original en el lugar. Las condiciones para el flujo de petróleo en estos yacimientos, con aún excelentes propiedades petrofísicas, son muy desfavorables para el flujo de petróleo. Los componentes del petróleo crudo pesado y extra pesado, particularmente en asfaltenos en su forma natural en el petróleo nativo, son capaces mediante interacciones naturales de fluido-roca de generar una condición de mojabilidad al petróleo en la superficie de los componentes minerales naturales de la arenisca. Estos produce las condiciones más adversas para el flujo de petróleo en un medio poroso. Esta es una condición natural de mojabilidad al petróleo del medio del yacimiento, que es una condición completamente diferente si se compara con el daño de formación en el pozo como

resultado de la perforación o de las actividades de producción, que también pueden suceder en el yacimiento.

[0007] Para el transporte de este petróleo, los oleoductos que se han usado para el transporte de crudos pesados o extra pesados, particularmente aquellos con un alto contenido de asfalteno, pueden tener problemas con los asfaltenos que se depositan en las superficies interiores de flujo de la tubería, y esto puede interferir significativamente con la eficiencia de flujo de hidrocarburos a través de tales tuberías.

[0008] La necesidad existe para mejorar las tasas de flujo a través de tales tuberías, en particular aquellas que tienen asfaltenos y otros hidrocarburos depositados sobre las superficies interiores de flujo, que llevan a unos ambientes de flujo de mojabilidad al petróleo.

RESUMEN DE LA INVENCION

[0009] Como una respuesta a los problemas de arriba, especialmente a las condiciones de mojabilidad al petróleo que pueden ocurrir en los oleoductos usados para transportar petróleos crudos pesados y extra pesados y/o hidrocarburos que tengan más de aproximadamente 1% en peso de asfaltenos, la presente invención suministra una formulación de fluido y un método para usar la formulación para mejorar las condiciones de flujo a través de dichas tuberías. El resultado se refleja mediante una mejor tasa de flujo en la tubería y una menor caída de presión a través de la misma.

[0010] De acuerdo con la presente invención, se suministra por lo tanto un método para alterar las condiciones de flujo en una

tubería, donde dicho método comprende los pasos de; preparar la mezcla de un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador; transportar la mezcla a una tubería que tenga una superficies internas de flujo e hidrocarburos adheridos a las superficies internas de flujo; y mantener la mezcla en la tubería por un periodo de tiempo suficiente para formar una película de agua sobre las superficies interiores de flujo y sobre los hidrocarburos adheridos a las superficies interiores de flujo.

10

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[0011] Sigue una descripción detallada de las modalidades preferidas de la presente invención, con referencia a los dibujos, en donde:

15

[0012] La Figura 1 ilustra esquemáticamente una superficie tratada de acuerdo con la invención;

[0013] La Figura 2 ilustra tasas de flujo típicas y preferidas de un pozo que produce hidrocarburos;

20

[0014] Las Figuras 3 y 4 ilustran una placa de vidrio de prueba que tiene mojabilidad al petróleo en la Figura 3, y que ha sido tratado de acuerdo con la presente invención en la Figura 4.

25

[0015] La Figura 5 muestra que la placa de prueba está todavía con mojabilidad al petróleo aún después de la limpieza del solvente;

30

[0016] La Figura 6 ilustra los resultados de los usos de la presente invención en la forma de una caída de presión en un medio

poroso antes y después de varios tratamientos de acuerdo con la presente invención;

[0017] La Figura 7 ilustra además la caída de presión en un sistema de prueba que sigue a tratamientos iniciales y subsecuentes de acuerdo con la presente invención;

[0018] La Figura 8 ilustra los resultados de una prueba de regreso de permeabilidad para cada ciclo del Ejemplo 4;

[0019] Las Figuras 9 y 10 ilustran el comportamiento de K_o y K_w contra saturación de agua, y la proporción, para dos fluidos probados del Ejemplo 4.

15 DESCRIPCIÓN DETALLADA

[0020] La invención se relaciona con una formulación o fluido de estimulación que tiene una mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo y un método para usar el mismo para tratar tuberías y oleoductos con superficies interiores de flujo con mojabilidad al petróleo y por lo tanto mejorar el flujo de hidrocarburos a través del mismo. Este método se usa de manera ventajosa para alterar las condiciones de flujo en una tubería.

[0021] Como se mencionó arriba, muchos depósitos de hidrocarburos significativos en el mundo contienen grandes cantidades de hidrocarburos bajo condiciones donde es muy difícil producirlos. Un ejemplo es el asfaleno que tienen los depósitos de hidrocarburos en la Franja petrolera del Río Orinoco en Venezuela. En estas formaciones. Que tienen típicamente altas y bajas presiones en el rango de los 300-1.500 psi, las fracciones de hidrocarburos pesados contenidos en la formulación,

especialmente asfaltenos, tienden a adherirse a la superficie porosa de los hidrocarburos y por lo tanto crear un ambiente de mojabilidad al petróleo en el yacimiento. Como se detalló arriba, este ambiente de flujo de mojabilidad al petróleo no es siempre favorable a la producción de estos hidrocarburos de la formación. Además, como se demostrará abajo, este asfalteno no es fácil de remover porque una porción del hidrocarburo se absorbe dentro de la superficie de roca haciendo las superficies aún limpias de mojabilidad al petróleo y, por lo tanto, desfavorables para el buen flujo de hidrocarburo.

[0022] El transporte de petróleos crudos pesados y extra pesados producido de tales formaciones pueden crear problemas similares en las tuberías u oleoductos a través de los cuales los hidrocarburos se transportan. Específicamente, los hidrocarburos tales como asfaltenos y los depósitos similares sobre las superficies interiores de flujo de las tuberías u oleoductos y esto crea una condición de mojabilidad al petróleo, así como también una obstrucción parcial del flujo de las tuberías u oleoductos. La mezcla de tensoactivo y co-tensoactivo, como se discute aquí, puede usarse ventajosamente para tratar hidrocarburos que tienen formaciones con las que los hidrocarburos son producidos, y también las tuberías y oleoductos a través de los cuales los hidrocarburos se transportan. Como se discute aquí, la mezcla de tensoactivo y co-tensoactivo puede usarse para tratar las superficies de flujo interior de las tuberías y oleoductos de acuerdo con la presente invención.

[0023] De acuerdo con la presente invención, la mezcla de tensoactivos y co-tensoactivos se usa para formar una película de agua sobre los asfaltenos y otras sustancias depositadas sobre la

superficies interiores de flujo de las tuberías u oleoductos a ser tratados para así suministrar una superficie con mojabilidad al agua entre las superficies de flujo y los hidrocarburos que van a ser pasados a través de la tubería u oleoducto. Esta película de agua incrementa el flujo de hidrocarburos, y así mejora el transporte eficiente de hidrocarburos. Sobre un periodo de tiempo, la película de agua eventualmente se remueve mediante fluidos que fluyen sobre la película, en tal punto la mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo de la presente invención puede introducirse dentro de la tubería o el oleoducto para depositar de nuevo una película de agua para usar en el próximo periodo de transporte de hidrocarburos.

[0024] De acuerdo con la invención, la mezcla de tensoactivos/co-tensoactivos contiene preferiblemente tensoactivo, co-tensoactivo y un fluido portador, cada uno de los cuales tienen los siguientes constituyentes preferidos.

[0025] El tensoactivo se selecciona preferiblemente de un grupo que consiste de tensoactivos aniónicos, tensoactivos catiónicos, tensoactivos no iónicos, tensoactivos anfotéricos y combinaciones de éstos. El tensoactivo es además preferiblemente un alcohol graso etoxilado que tiene entre 4 y 80 grupos etoxilato.

[0026] Tensoactivos no iónicos adecuados incluyen pero no están limitados a octilfenol que tiene 9-16 EO, etoxilato nonilfenol con un número EO de 4 a 80, preferiblemente 4 a 60 y más preferiblemente 25-35, 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 número EO de 4 a 80, preferiblemente de 4 a 60 y más preferiblemente 20-35. Tensoactivos iónicos adecuados

pueden incluir pero no limitarse a sulfatos n-alquil de K o Na, n-alquil trimetil cloruro de amonio y combinaciones de éstos, y sulfonatos de petróleo.

5 [0027] El co-tensoactivo es preferiblemente un co-tensoactivo de alcohol, preferiblemente uno o más n-alcoholes (C1-C6), y más preferiblemente seleccionados de un grupo que consiste de metanol, etanol, propanol, butanol, pentanol, isopropanol y combinaciones de éstos. El co-tensoactivo más preferido es metanol y/o etanol.

10

[0028] El fluido portador puede seleccionarse de un grupo que consiste de solventes orgánicos, hidrocarburos ligeros, diluyentes, petróleo crudo ligero, petróleo ligero, producto de petróleo ligero de refinería, gasóleo, diesel, agua y combinación
15 de éstos. El fluido portador más preferido es un fluido de petróleo. Un ejemplo es petróleo crudo ligero compatible 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 formación y/o nafta pueden usarse para reducir la
20 viscosidad del flujo de fluido de petróleo pesado o extra pesado para el transporte en las instalaciones de la superficie.

[0029] La mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo se prepara preferiblemente teniendo sustancialmente iguales cantidades por
25 volumen del tensoactivo y co-tensoactivo, y la mezcla total con el fluido portador preferiblemente que contenga cada uno de los tensoactivos y co-tensoactivos en una cantidad de entre 0,1 y 5% por volumen, más preferiblemente entre 1% y 4% por volumen.

30 [0030] La mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo de la presente invención puede usarse para el tratamiento de pozos y tuberías u

oleoductos como se discutió arriba. Cuando se usa para tratar tubería, un volumen suficiente de la mezcla se prepara, y esta mezcla es bombeada en la tubería para tratarse y mantenerse dentro de esta tubería por un periodo de tiempo suficiente para formar una película de agua sobre una superficie interior de la tubería. Esto puede estar preferiblemente por un periodo de tiempo de al menos 2 horas. Después de tal periodo de tiempo, la mezcla puede bombearse de la tubería y preferiblemente recuperada de la tubería para uso en tuberías de tratamiento adicionales y similares. Una vez la mezcla se remueve, la tubería u oleoducto puede colocarse de nuevo en servicio para uso en el transporte de varios hidrocarburos tales como crudos pesados y extra pesados, y la película de agua depositada sobre la superficie interior de la tubería y también sobre los hidrocarburos adheridos sobre la superficie interior de la tubería crea una condición de flujo mejorada en la tubería para transportar crudos pesados y extra pesados.

[0031] Durante la operación normal de la tubería para transportar tales hidrocarburos, la caída de presión en la tubería puede monitorearse, y cuando se ha alcanzado una caída de presión suficiente para que este tratamiento adicional sea justificado, el oleoducto puede tratarse de nuevo con una mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo como se discutió arriba de acuerdo con la presente invención.

[0032] De acuerdo con la presente invención, la mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo puede prepararse mediante la mezcla de los constituyentes mencionados arriba en la superficie y luego transportando, por ejemplo mediante bombeo, la mezcla o fluido de

estimulación resultantes dentro de una tubería u oleoducto para ser tratados.

[0033] Una vez se bombee el suficiente volumen de fluido dentro de la tubería u oleoducto, este volumen se mantiene entonces en el lugar por un tiempo suficiente para formar la película de agua deseada sobre las superficies de flujo de la tubería u oleoducto y también sobre los hidrocarburos adheridos a estas superficies. Esto suministra ventajosamente un ambiente de flujo con mojabilidad al agua que es ventajoso para el flujo de hidrocarburo, y por lo tanto produce un ambiente de flujo que es más conductivo para el flujo de petróleo que el ambiente de flujo con mojabilidad al petróleo que puede estar presente en la tubería u oleoducto después de usar hidrocarburos de transporte donde los hidrocarburos pesados, y especialmente los asfaltenos, pueden llegar a adherirse a las superficies de flujo. Como se indicó arriba, una cantidad ajustable de tiempo para mantener el fluido en la tubería u oleoducto variará con diferentes condiciones, pero será típicamente de al menos 2 horas o más dependiendo de los factores económicos de tener una tubería u oleoducto fuera de servicio.

[0034] La tubería u oleoductos típicos que pueden usarse para la presente invención pueden ser tuberías u oleoductos en donde la formación de una película de agua sobre las superficies de flujo puedan ser beneficioso. Una aplicación deseable de la presente invención es en tuberías usadas para transportar hidrocarburos con una gravedad API de entre 6 a 16, y más preferiblemente que tenga una gravedad API de entre 6 y 12. Estos hidrocarburos pesados y extra pesados contienen asfaltenos como se discutió arriba, y

estos son candidatos ideales para el tratamiento de acuerdo a la presente invención para mejorar las condiciones de flujo.

[0035] La Figura 1 ilustra esquemáticamente una superficie de un hidrocarburo que contiene una formación que puede tratarse con la mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo de la presente invención. Como se ve en la Figura 1, en este ambiente, la superficie mineral 10 que define el espacio de poro de la formación tiene sitios de roca mineral activos 12 a lo largo de la superficie 10, y estos sitios de roca mineral activos 12 interactúan con los hidrocarburos bajo la presión típica en la formación de tal forma que los hidrocarburos absorbidos químicamente 14 están cercanos a adherirse a la superficie 10, particularmente a los sitios de roca mineral activos 12.

15

[0036] Una mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo puede introducirse a la formación y mantenerse allí en la presencia de agua de tal modo que se forme una película de agua sobre los hidrocarburos absorbidos 14 tal como en el pozos como en los sitios de roca mineral activos 12 de la superficie mineral 10. La Figura 1 muestra la mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo absorbida en la forma de una película de agua 16 que es ilustrada esquemáticamente como una doble capa que representa la mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo. Esto produce una condición de mojabilidad al agua en la superficie, que mejora el flujo de hidrocarburo a través de las áreas de flujo y el espacio poroso definido por tal superficie tratada. Pueden ocurrir condiciones de flujo similares en las tuberías u oleoductos usados para transportar hidrocarburos pesados, y en esos casos los hidrocarburos absorbidos 14 pueden depositarse sobre las superficies interiores de flujo de la tubería u oleoducto.

[0037] La caída de presión en un oleoducto es una buena medida de la fluidez en el oleoducto. Cuando la caída de presión es relativamente pequeña, esto indica buenas propiedades de flujo en el oleoducto. Mientras se transportan fluidos a través de un oleoducto que se han tratado de acuerdo con la invención, es deseable monitorear la caída de presión y después de una cierta cantidad de uso de un oleoducto, la caída de presión comienza a incrementarse. Este incremento indica que la película de agua se ha desgastado o removido debido a la relativamente alta velocidad de flujo de los fluidos que pasan sobre la película. Mientras esta corriente de fluidos fluye, la película de agua va disminuyendo con el tiempo por desorción del tensoactivo y co-tensoactivo de la superficie de flujo y el hidrocarburo absorbido. En esta etapa, de acuerdo con la invención, la tubería u oleoducto puede tratarse de nuevo con la misma o una similar formulación, y este proceso puede repetirse tantas veces como se desee para mantener el flujo eficiente en la tubería u oleoducto. La presente invención reduce el tiempo y la necesidad de costosos procesos que puedes de otra manera ser necesitados en la tubería u oleoducto.

[0038] La Figura 2 ilustra las típicas y deseables tasas de flujo de petróleo promedio desde un pozo de producción de hidrocarburos. Los inicios y paradas mostrados en el flujo actual muestran una tendencia (línea A) que no es deseable, mientras que un comportamiento de presión preferido se muestra en la línea B. La diferencia de área entre las líneas A y la línea B es una indicación de mayor recuperación de petróleo del mismo pozo en la misma área drenada del pozo. La mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo de la presente invención puede usarse para producir fluidos de un pozo a un comportamiento de presión más cercano a la

línea B como sea deseado. En adición, pueden ocurrir las mismas condiciones de fluido y de mojabilidad al petróleo en las tuberías u oleoductos. Los siguientes ejemplos tratan con una formación que contiene hidrocarburo, pero los principios ilustrados pueden aplicarse igualmente a ambientes de tuberías u oleoductos de la presente invención.

[0039] El siguiente ejemplo además ilustra la invención y los resultados que se obtuvieron usando la misma.

10

EJEMPLO 1

[0040] Se recolectó petróleo crudo y agua de diferentes pozos en áreas diferentes de los campos de la Franja petrolera del Río Orinoco. El petróleo y el agua se colocaron en recipientes de vidrio cerrados a diferentes saturaciones de petróleo y agua, a condiciones de yacimiento de salinidad de agua y temperatura, en un horno controlado térmicamente. Dentro de cada recipiente se colocó una pequeña placa de cristal que se monitoreó para condiciones de humedad comenzando con una condición de mojabilidad al agua y después siendo cambiada naturalmente a una mojabilidad al petróleo después de un periodo medio de tiempo de aproximadamente tres a cuatro semanas a temperatura de yacimiento de 145°F. Para cada placa de cristal, la humedad se midió mediante técnicas de medida de contacto de ángulo en las temperaturas del pozo que van de un rango de mojabilidad al agua en su condición inicial a mojabilidad al petróleo después de tres semanas en un proceso de envejecimiento en los recipientes en las condiciones de los yacimientos.

30

[0041] Después de este tratamiento, las placas de cristal tienen un ángulo de contacto con el petróleo que muestra una

fuerte condición de mojabilidad al petróleo como se puede ver en la Figura 3, que muestra el petróleo dispersándose sobre la superficie de la placa.

5 [0042] Cada placa se colocó entonces en un vaso de precipitación por un tiempo de remojo con una mezcla de igual cantidad a los fluidos del pozo en un promedio principal de 18% de agua de formación y 82% de petróleo extra pesado a temperatura de 145°F, con la formulación de la presente invención, que en este
10 ejemplo en particular comprende una solución de 1% de volumen de tridecanol con 16 grupos etoxilados y 1% de volumen de etanol, ambos mezclados con 98% de diluyente que era un producto de petróleo ligero usado en el área de producción para mejorar la fluidez de petróleo extra pesado en condiciones de superficie. La
15 mezcla y la placa fueron mantenidas por un tiempo de exposición de 8 horas a temperatura de yacimiento de 145°F y una medida de ángulo de contacto mostró la humedad invertida de la mojabilidad al petróleo como se mostró en la Figura 3 para mojabilidad al agua como se mostró en la Figura 4. Nótese el burbujeo del petróleo, y
20 el ángulo de contacto como un claro indicador de la actual superficie de mojabilidad al agua.

[0043] Resultados similares pueden obtenerse usando varios tensoactivos no iónicos y iónicos como se describió arriba.

25

[0044] La placa de cristal fue remojada con una solución de solvente mutuo por más de veinticuatro (24) horas para remover la película de agua y cualquier hidrocarburo visible. Las placas de cristal limpiadas mostraron una superficie clara y limpia, pero
30 cuando una gota de agua se colocó sobre la placa, la gota de agua no se dispersó sobre la superficie. El ángulo de contacto fue

medido y la placa exhibía una condición de mojabilidad al petróleo, como se muestra en la Figura 5.

[0045] Esto indica que aún cuando la superficie mineral, tal como arenisca, pueda limpiarse de hidrocarburos adheridos todavía en la superficie, allí permanece una película absorbida químicamente de hidrocarburo y por lo tanto sobre tal superficie mineral existe una fuerte humectabilidad de mojabilidad al petróleo. Como se mencionó anteriormente, la humectabilidad de mojabilidad al petróleo es la condición más adversa para la recuperación de petróleo en un medio poroso. Así, aún encargándose de los costos y pasos para remover los asfaltenos adheridos, la superficie limpiada resultante permanece con mojabilidad al petróleo.

15

[0046] El uso de la formulación y método de la presente invención crea una película de agua sobre la superficie mineral, cubriendo los hidrocarburos previamente absorbidos químicamente. Esta película crea una interfaz que conducirá al flujo de hidrocarburo por largos periodos de tiempo entre ciclos de estimulación. Un descenso del nivel de presión muy bajo se alcanza con el incremento de las tasas de flujo de petróleo, por lo tanto proporciona grandes beneficios a la productividad y recuperación final de petróleo de un área drenada de un pozo.

25

Ejemplo 2

[0047] El equipo de desplazamiento en medios porosos se montó para ejecutar una prueba de desplazamiento para simular las condiciones de flujo del pozo con o sin el uso de la formulación de la presente invención. Se seleccionó una celda de Hassler desde que la simulación de la presión de formación de grano puede

30

alcanzarse con dicha celda. El material sintético de núcleo fue hecho con arena comercial obteniendo una permeabilidad de núcleo de entre 6-7 Darcies. El cambio de presión en la entrada y la salida de la celda se monitoreó con sensores. Los cilindros fueron
5 emparejados a la celda para suministrar, a temperatura y presión del yacimiento, los fluidos del yacimiento y el fluido de estimulación. Después de un largo periodo de estabilización de flujo constante con solo fluido de yacimiento, el fluido de estimulación de la presente invención se inyectó desde una salida
10 y se mantuvo por un periodo de remojo de 24 horas. Después del remojo, se restauró el flujo y la caída de presión fue monitoreada. Una medida se tomó del volumen poroso desplazado y el tiempo a través del núcleo como un fluido de producción. El petróleo usado como fluido de yacimiento tenía las siguientes
15 características:

% Saturado: 9 en peso
% Aromáticos: 42 en peso
% Resinas: 38 en peso
20 % Asfaltanos: 11 en peso
Acidez: 3,02 mg KOH/g
Viscosidad CP: 12.620 a 145 °F
API: 7,6
% C en peso: 70,65
25 %H en peso: 11,48
Agua con 13.000 ppm NaCl

[0048] El agua usada tenía 13.000 ppm de NaCl. La temperatura del horno fue de 145°F. La formulación de la presente invención
30 para la prueba de desplazamiento fue una solución de 98 ml de diluyente mezclada con una mezcla previamente mezclada y

homogenizada de 1 ml de tridecanol etoxilado que tiene 17 grupos EO y 1 ml de etanol.

[0049] El flujo continuo se alcanzó a través de un núcleo
5 empacado con arena sintética saturado con petróleo de
aproximadamente 78% de volumen y una saturación de agua de
aproximadamente 22% de volumen. El núcleo fue envejecido para
alcanzar una condición de mojabilidad al petróleo exponiéndolo a
una presión y unas condiciones de temperatura de 1.150 psi y
10 145°F, que son típicas del campo de Carabobo en la Franja
petrolera del Río Orinoco, por aproximadamente cuatro semanas. El
flujo de fluido fue así restablecido mediante el desplazamiento de
petróleo hasta que el flujo continuo se alcanzó de nuevo. El
sistema de simulación con diluyente como fluido portador fue
15 entonces exprimido en un área de producción del núcleo y mantenido
en reposo por un periodo de tiempo de 24 horas. Después de esto,
se permitió de nuevo el flujo de petróleo, y se obtuvo una
excelente presión diferencial por aproximadamente tres (3)
volúmenes de poros de petróleo producido en un recipiente de
20 recolección. Se hizo una segunda simulación exprimida de manera
idéntica a la inicial y después de 24 horas el flujo fue
restaurado, mostrando de nuevo propiedades de flujo mejoradas en
dos (2) medios de volúmenes de poros del flujo. Se hizo un tercer
ciclo de simulación observando los mismos resultados como en el
25 primer ciclo. La Figura 6 muestra una gráfica de las presiones
medidas durante los diferentes ciclos de producción y exprimido.

[0050] La misma prueba se ejecutó con los fluidos de yacimiento
como se muestran abajo:

30

PETRÓLEO

% Saturado: 8 en peso

% Aromáticos: 44 en peso

% Resinas: 35 en peso

% Asfaltanos: 13 en peso

5 Acidez: 3,90 mg KOH/g

Viscosidad CP: 10.420 a 145 °F

API: 12

% C en peso: 84,55

%H en peso: 11,12

10 Agua con 2.500 ppm NaCl

[0051] La Figura 7 muestra los resultados en el comportamiento de la presión en un sistema de desplazamiento mientras produce un promedio de tres volúmenes de poros entre cada inyección de simulación.

EJEMPLO 3

[0052] Dos pozos altamente desviados de la Franja petrolera del Río Orinoco del área del Cerro Negro se seleccionaron para una prueba piloto. Las principales características de los pozos son:

Nomb re del pozo	Nombre del yacimie nto	Fecha de terminac ión	Propiedades de la roca				Método de producc ión	Presi ón origi nal psi	Presi ón actua l psi	Litolo gía
			Porosi dad	K	Vs h	Gros or				
			%	Dar cy		Pies				
CD 36	OFIM CNX9	04/1992	33	2.3	5. 3	194	Bomba mecánic a y Relleno de cascajo	1100	1095	Arenis ca
CD 37	OFIM CNX9	02/1993	32	5	7. 0	192	Relleno de cascajo PCP	1350	1000	Arenis ca

Una cantidad de 270 barriles de diluyente, que es un petróleo crudo ligero de gravedad 23 API, se mezcló con una mezcla

previamente homogenizada de 1,3 barriles de alcohol tridecil de 12 grupos EO y 1,3 barriles de metanol en un tanque de un camión de bombeo. Se recirculó la mezcla al tanque para homogenización y se bombeó al pozo CD 36 a través de un espacio anular entre la tubería y la cubierta. El fluido de estimulación de la presente invención contactado con el relleno de grava pozo abajo y pasado para aproximadamente dos pies de penetración en la formación. El pozo fue reiniciado después de esto y mostró un incremento de la producción de aproximadamente 200 bpd que ha sido estable por un periodo de 60 días.

[0053] Otra cantidad de 133 barriles de diluyente, un petróleo crudo ligero de gravedad de 23 API se mezcló con una mezcla previamente homogenizada de 0,7 barriles de alcohol tridecil de 12 grupos EO y 0,7 barriles de metanol en un tanque de un camión de bombeo. Se recirculó la mezcla en el tanque para homogenización y se bombeó al pozo CD 37 a través de un espacio anular entre la tubería y la cubierta. El fluido de estimulación de la presente invención contactó el relleno de grava pozo abajo y pasó por aproximadamente dos pulgadas de penetración en la formación. El pozo fue cerrado por un periodo de 24 horas. El pozo fue reiniciado después de esto y mostró una producción de 80 barriles netos de petróleo por día y ha estado estable por un periodo de 60 días después de ello. La producción neta de petróleo antes de la estimulación era de 24 barriles de petróleo neto.

[0054] Estas pruebas piloto establecieron que el fluido de estimulación, o formulación, de la presente invención es altamente efectiva en el mejoramiento del flujo de hidrocarburo y la producción a través de medios porosos tratados con fluido. El fluido se hace con constituyentes fácilmente disponibles, y el

método puede llevarse a cabo usando equipos fácilmente disponibles para inyectar otros fluidos de estimulación de pozo.

EJEMPLO 4

5 [0055] Una prueba de laboratorio fue llevada a cabo para evaluar la relativa permeabilidad con petróleo crudo extra pesado y agua de formación y solución INTERSURF™ 3PW0.5 preparada de acuerdo con la invención con producción de agua del campo de Cabrutica de la División Junín del Cinturón de petróleo de la

10 cuenca del Río Orinoco en Venezuela, y usando un núcleo de pozo E20P15 y la formación de fluidos del pozo DE 22 13 del mismo campo.

[0056] Se tomó el núcleo de una profundidad de 2212,2 pies

15 desde el campo Cabrutica, y dos muestras se empacaron para uso en una celda confinada, una muestra para la prueba de regreso de permeabilidad y la otra muestra para la prueba de permeabilidad relativa de petróleo extra pesado y agua de formación y petróleo extra pesado y solución INTERSURF™ 3PW0.5. Las muestras fueron

20 limpiadas, restauradas y envejecidas por 16d días a una temperatura de yacimiento de 145 F y una presión de confinamiento de 1250 psi en una celda confinada. Una prueba de imbibición Amott se llevó a cabo para ambas muestras para asegurar una condición de mojabilidad al petróleo de la muestra antes de las pruebas. Las

25 propiedades del núcleo para dos muestras se muestran en la Tabla 1.

TABLA 1

COMPAÑÍA INTEVEP S.A.

30 NÚCLEO DE UN POZO EP20P15 EN EL CAMPO CABRUTICA EN VENEZUELA

Muestr a					Resultados Ø a Helio	Permeabilida d
-------------	--	--	--	--	----------------------	-------------------

Presión de confinamiento		Peso			Vol.	Vol.	Dens		Vol.		
#	PSI	Total	Largo	Diam.	Grano	Espacio poro	Grano	Ø	Total	Aire	Klink.
1A	1300	86,03	4.875	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

[0057] La solución INTERSURF 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 porcentaje de metanol de 0,5 V/V. 1 lb/bbl de acetato de potasio se adiciona para control de la arcilla de la mezcla final.

Prueba de regreso de permeabilidad

[0058] La muestra de núcleo 1A con una condición de mojabilidad al petróleo confirmada mediante la prueba de imbibición Amott se colocó en la celda confinada a una presión de confinamiento de 1300 psi. Después de esto el petróleo crudo extra pesado del pozo DE 22 13 del campo Cubritica se desplazó hasta que se alcanzó una caída de presión constante. La permeabilidad al petróleo (Ko) en la saturación inicial de agua se midió y este valor se tomó como la base de referencia de permeabilidad relativa para el petróleo en la muestra. Se hicieron tres ciclos de prueba de regreso de permeabilidad, y previo a cada ciclo, se exprimió 1' % del volumen de poro de la muestra con la solución INTERSURF™ 3PW0.5 al extremo de la producción de la muestra de núcleo, y el mismo volumen permitió descargarse al extremo opuesto de la muestra de núcleo. Se permitió un tiempo de remojo de 24 horas para cada ciclo antes de que el desplazamiento de petróleo crudo vivo fuera reiniciado. La tasa de flujo y de la caída de presión se monitoreó y se midió la permeabilidad de petróleo en diferentes puntos de volumen de poro desplazado. La Figura 8 exhibe los resultados de la prueba de

regreso de permeabilidad para cada ciclo y la Tabla 2 los valores de la prueba obtenida.

TABLA 2

5

PERMEABILIDAD DE REGRESO

Presión de Confinación Neta 1300 psi

Temperatura de Reservorio 120°F

Compañía: INTEVEP

Muestra No. 1A

Pozo : E20-P15

Profundidad 2212,2 pies

10 Campo : Cabrutica

Porosidad 0,354 fracción

(Intesurf Plus)

K Klinkenberg 2295 md

Fluido de estimulación: INTESURF 3PW0.5

(ko) K a petróleo 294 md

Fluido portador INTESURF: Agua de producción

15 Fluido de estimulación exprimido: 10% volumen poroso

1er ciclo	2do ciclo	3er CICLO	1er ciclo	2do ciclo K a petróleo	3ser ciclo	Factor del área expuesta de formación adyacente al pozo SF=1-K/ko
Vol. Acum. cc	Vol.Acum cc	Vol.Acum cc	K a petróleo md	md	K a petróleo md	
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	-0,81
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

[0059] Se encontró un estado de estimulación en todos los ciclos que sugiere la estimulación cíclica de la arenisca - zona final de producción como una mejora en la productividad del pozo al reducir la caída de presión e incrementar la producción de petróleo extra pesado proveniente del pozo. No se observó daño en la formación aún después de una gran cantidad relativa del volumen poroso de petróleo extra pesado vivo se desplazara y que ocurriera la desorción de los tensoactivos de Intersurf en el medio poroso. Después de la re estimulación con la solución de Intersurf, se alcanzó una mejor condición de permeabilidad relativa al petróleo. Se cree que la permeabilidad relativa al petróleo perdida después de un gran volumen de desplazamiento de petróleo y después de varios ciclos de exprimido se debe a que la nueva saturación de agua sin el tensoactivo a base de Intersurf incrementa en el medio poroso. Sin embargo, se observa que una vez el tensoactivo esté disponible por re estimulación en el medio poroso, se alcanza una nueva mejora en la permeabilidad relativa de petróleo y aún alcanza niveles superiores que en los ciclos previos.

[0060] Se realizó una prueba de permeabilidad relativa de petróleo y agua de formación y petróleo extra pesado y solución INTERSURF™ 3PW0.5 con agua de producción.

[0061] La muestra de núcleo 2B se aseguró que tuviera una condición de mojabilidad al petróleo mediante una prueba de imbibición Amott y después de esto se colocó en una celda confinada a una presión de confinamiento de 1300 psi. La temperatura fue la misma del yacimiento de 120°F. El petróleo extra pesado fue desplazado a una presión de 1000 psi hasta que se alcanzó un flujo constante. La efectividad de la permeabilidad relativa al petróleo se midió en la saturación de agua inicial.

Después de esto, el agua de formación se desplazó a una tasa constante de 1 cc/min y el monitoreo de los fluidos producidos y de la caída de presión se hizo hasta que no se observara ningún flujo de petróleo extra pesado. La permeabilidad de agua efectiva en el volumen de petróleo extra pesado producido en condiciones de habitación es el factor volumétrico del yacimiento. La saturación final de los fluidos se determina por balance de material. La permeabilidad efectiva de cada fase se calcula usando la Ley de Darcy. Las proporciones de permeabilidad relativa de agua-petróleo extra pesado y de la solución Intersufr-petróleo extra pesado en un estado no estable se calcularon usando el método de Jones y Roszelle.

[0062] Una vez la prueba de agua de formación-petróleo extra pesado se llevó a cabo se desplazó el crudo extra pesado por la muestra de núcleo hasta que se alcanzó una condición de saturación de agua inicial y de saturación de petróleo extra pesado. En este estado, la efectividad de permeabilidad al petróleo se midió y el desplazamiento con una solución de INTERSURF™ 3PW0.5 se llevó a cabo con una tasa de 0.1 cc/min por 8 horas permitiendo un tiempo de remojo de 12 horas y así sucesivamente hasta que se recolectó la solución de INTERSURF™ 3PW0.5 como la producción sin petróleo extra pesado. La recuperación final de petróleo extra pesado fue 10,02 cc que es un 52,13% del volumen poroso total y 57,89% del petróleo extra pesado original en el lugar. La Figura 9 exhibe el comportamiento de $K_o K_w$ contra saturación de agua para las dos pruebas de fluido y la Figura 10 exhibe la proporción.

[0063] Basado en lo precedente, un cambio beneficioso en la permeabilidad y los niveles de producción se demostró mediante el uso de la formulación y método de la presente invención.

[0064] Debe entenderse que la invención no está limitada a las ilustraciones descritas y mostradas aquí, que están consideraras para ser meramente ilustrativas de los mejores modos de llevar a cabo la invención, y que son susceptibles a modificación en la forma, tamaño, arreglo de las partes y detalles de operación. La invención antes bien está pretendida para abarcar todas las modificaciones tales que estén dentro del su espíritu y alcance como se define en las reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un método para alterar las condiciones de flujo en una tubería, que comprende las etapas de
5 preparar una mezcla de un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador;
transportar la mezcla a una tubería que tenga superficies interiores de flujo e hidrocarburos adheridos a las superficies interiores de flujo; y
10 mantener una mezcla en la tubería por un periodo de tiempo suficiente para formar una película de agua sobre las superficies interiores de flujo y sobre los hidrocarburos adheridos a las superficies interiores de flujo
- 15 2. El método de la reivindicación 1, donde la tubería es un oleoducto para transportar hidrocarburos que comprende petróleo crudo pesado y extra pesado.
3. El método de la reivindicación 2, en donde el hidrocarburo
20 tiene una gravedad API de entre 6 y 16.
4. El método de la reivindicación 3, en donde el hidrocarburo tiene una gravedad API de entre 6 y 12.
- 25 5. El método de la reivindicación 1, en donde el tensoactivo se selecciona de un grupo que consiste de tensoactivos aniónicos, tensoactivos catiónicos, tensoactivos no iónicos, tensoactivos anfotéricos y combinación de éstos.
- 30 6. El método de la reivindicación 1, en donde el co-tensoactivo es un co-tensoactivo de alcohol.

7. El método de la reivindicación 6, en donde el co-tensoactivo de alcohol se selecciona de un grupo que consiste de metano, etanol, propanol, butanol, pentanol, isopropanol y una combinación de éstos.
8. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido portador se selecciona de un grupo que consiste de solventes orgánicos, hidrocarburos ligeros, diluyentes, petróleo crudo ligero, y una combinación de éstos, y agua.
9. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido portador es un petróleo crudo ligero con una gravedad API de entre 20 a 25.
10. El método de la reivindicación 1, en donde el tensoactivo es un alcohol graso etoxilado que tiene entre 4 a 8 grupos etoxilados, y en donde el co-tensoactivo es metanol y/o etanol.
11. El método de la reivindicación 10, en donde la mezcla contiene sustancialmente las mismas cantidades por volumen de tensoactivo y co-tensoactivo.
12. El método de la reivindicación 10, en donde la mezcla contiene cada uno del tensoactivo y co-tensoactivo en una concentración de entre 0.1 y 5% en peso.
13. El método de la reivindicación 10, en donde la mezcla contiene cada uno del tensoactivo y co-tensoactivo en una concentración entre 1 a 4% en peso.

14. El método de la reivindicación 1, en donde el tensoactivo es nonilfenol etoxilado que tiene entre 4 y 80 grupos etoxilados, y en donde el co-tensoactivo es metanol y/o etanol.
15. El método de la reivindicación 14, en donde la mezcla contiene sustancialmente iguales cantidades por volumen de tensoactivo y co-tensoactivo.
16. El método de la reivindicación 14, en donde la mezcla contiene cada uno del tensoactivo y co-tensoactivo en una concentración de entre 0.1 y 5% en peso.
17. El método de la reivindicación 14, en donde la mezcla contiene cada uno del tensoactivo y co-tensoactivo en una concentración de entre 1 y 4% en peso.
18. El método de la reivindicación 1, que comprende además las etapas de recuperación de la mezcla para uso en el tratamiento de tuberías adicionales.
19. El método de la reivindicación 1, que comprende las etapas de, después de la etapa de mantenimiento, fluir los hidrocarburos a través de la tubería mientras se monitorea la caída de presión en la tubería hasta que una caída de presión predeterminada se alcanza, y luego repetir las etapas de transporte y mantenimiento.
20. El método de la reivindicación 1, en donde la etapa de preparación comprende mezclar el tensoactivo y el co-

tensoactivo para formar una mezcla homogénea, sustancialmente estable, y luego mezclar la mezcla homogénea con el fluido portador.

- 5 21. Un oleoducto para transportar hidrocarburos pesados, en donde el hidrocarburo está adherido a una superficie interior de dicho oleoducto, y en donde una película de agua se forma sobre la superficie interior del oleoducto y sobre el hidrocarburo.

10

22. El oleoducto de la reivindicación 21, en donde la película de agua se adhiere sobre la superficie interior y sobre el hidrocarburo.

RESUMEN

Un método para alterar las condiciones de flujo en una tubería que incluye las etapas de preparación de una mezcla de un tensoactivo, co-tensoactivo y un fluido portador; transportar una mezcla a una tubería que tiene superficies interiores de flujo e hidrocarburos adheridos a las superficies interiores de flujo; y mantener la mezcla en la tubería por un periodo suficiente para formar una película de agua sobre las superficies interiores de flujo y sobre los hidrocarburos adheridos a las superficies interiores de flujo.

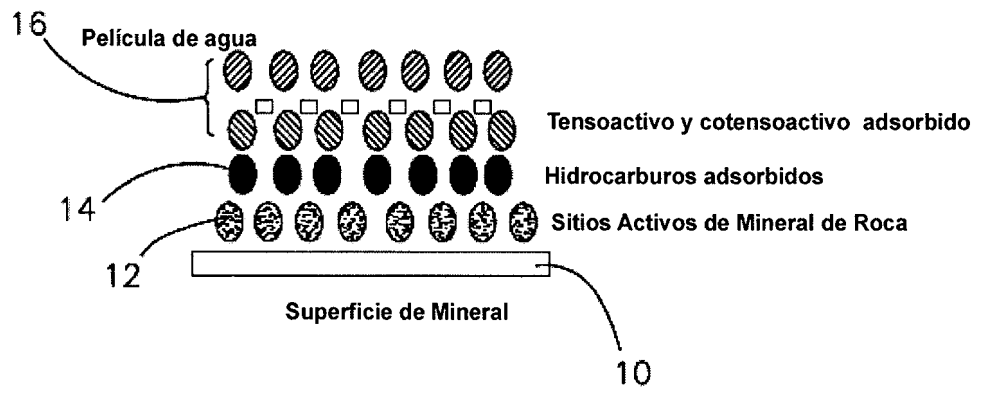


FIG. 1

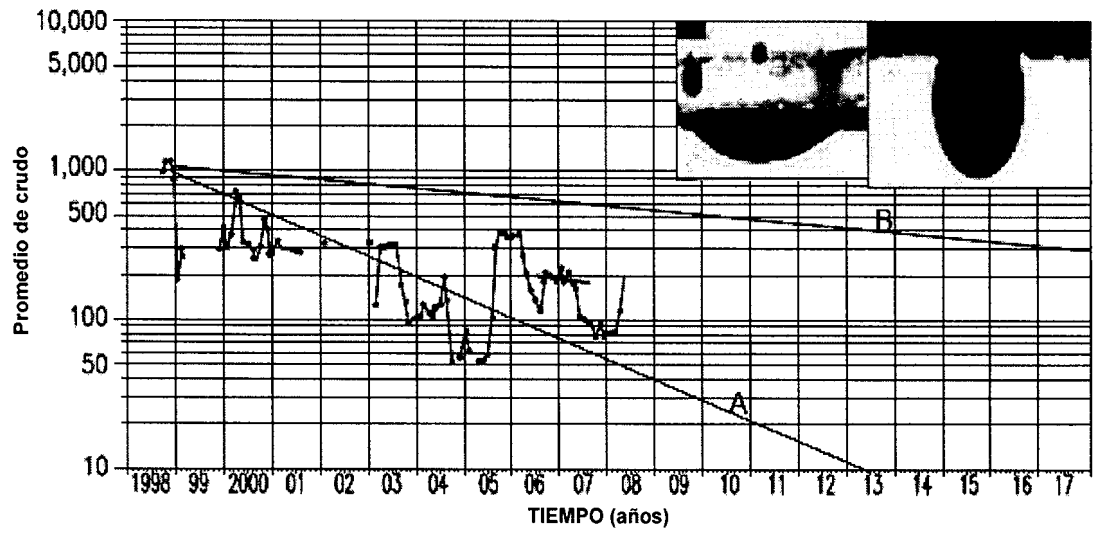


FIG. 2

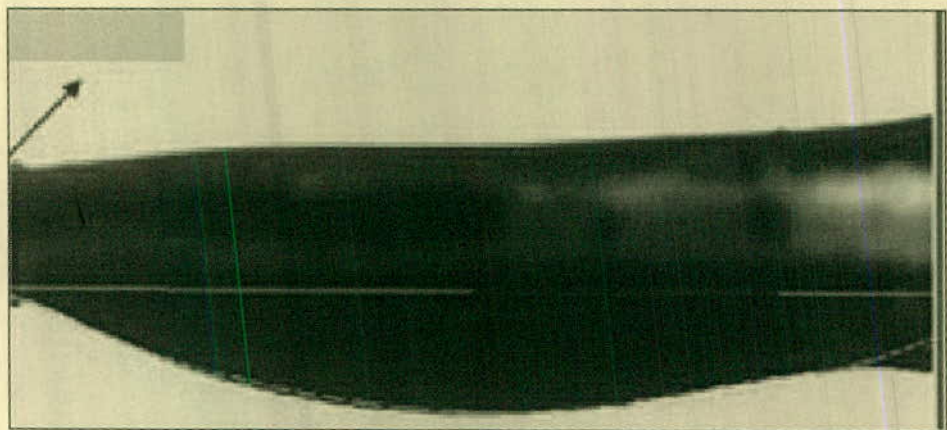


FIG. 3

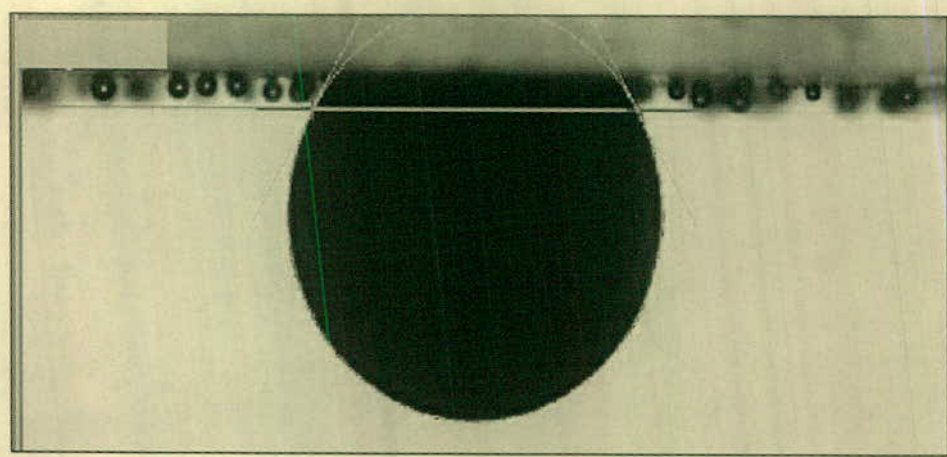


FIG. 4

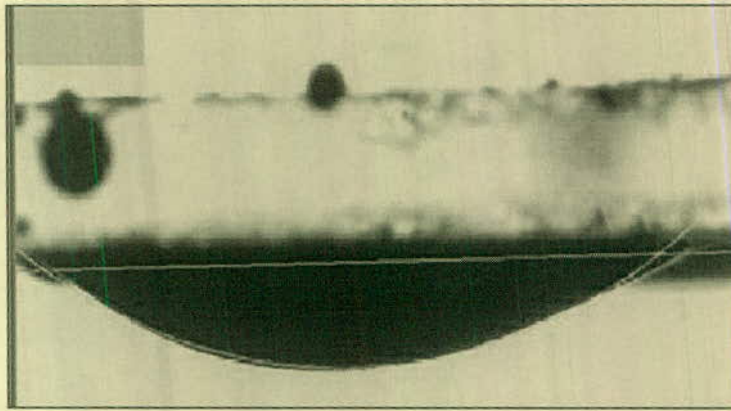


FIG. 5

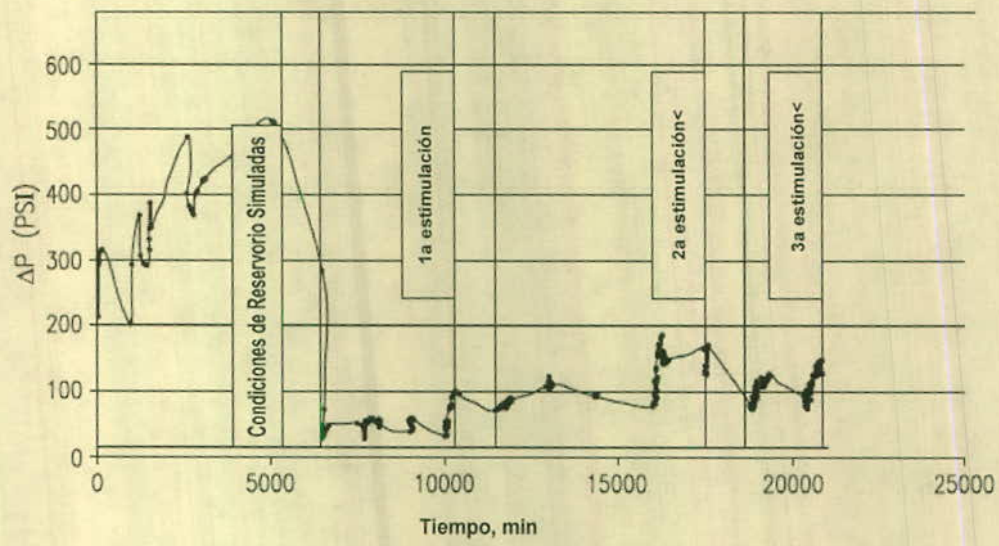


FIG. 6

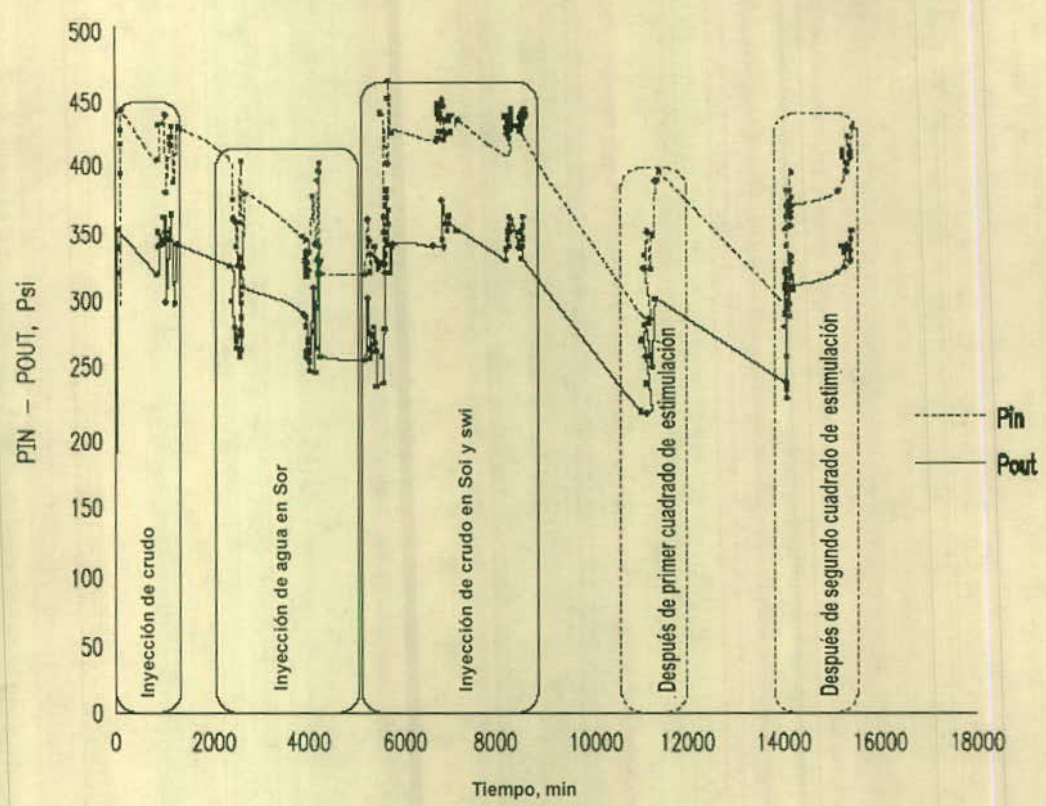


FIG. 7

Figura 8

PERMEABILIDAD DE REGRESO
Presión de Confinación neta de 1300 psi
Temperatura de reservorio 120 °F
Muestra No.: 1A

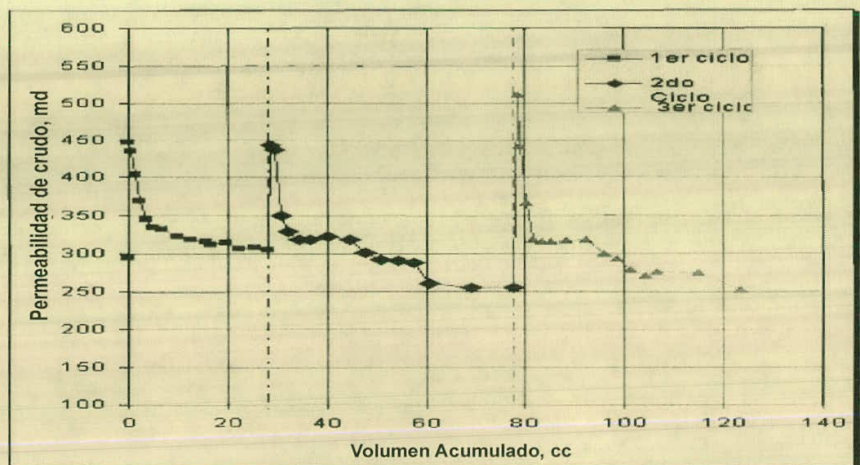


Figura 9

Agua de formación de permeabilidad relativa e INTESURF™ 3PW0.5

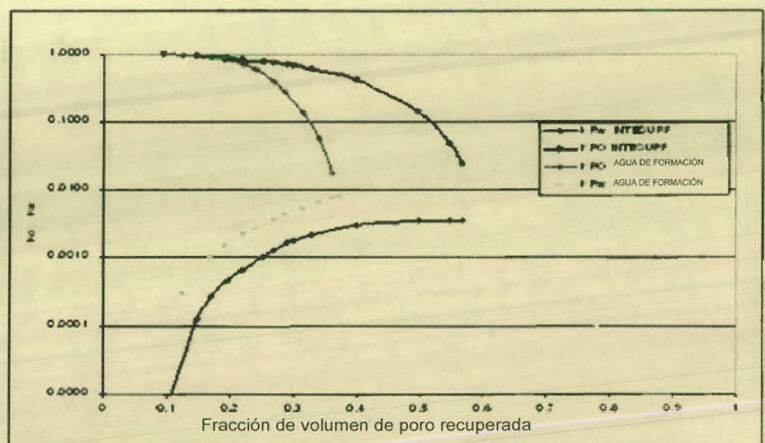
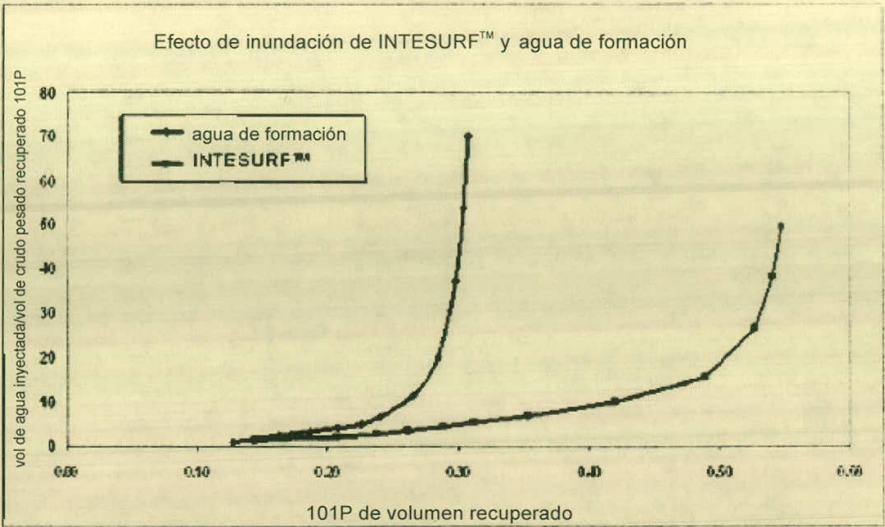
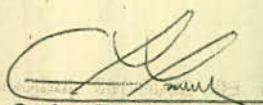


Figura 10



Pueblo Mirandino


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



Ciento noventa y dos (192)
81 (196)
NOTARIA PÚBLICA DEL MUNICIPIO
GUAICAIPURO DEL ESTADO MIRANDA
RECIBIDO EL 10-03-2003
PLANILLA N° 18-96-05
VALIDO PARA EL DIA 10-03-2003

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 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



[Handwritten signature]

CIENTO NOVENTA Y SEIS (196)

No. 81, Tomo: 30.

REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
MINISTERIO DEL INTERIOR Y JUSTICIA



NOTARIA PUBLICA DEL MUNICIPIO GUAICAIPURO. ESTADO MIRANDA. Los
Catorce (14) 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 Federal y 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 reforma parcial la inscrita en el Registro Mercantil Segundo de la citada Circunscripción Judicial en fecha 17 de agosto de 1999, bajo el No. 17, Tomo: 227-A Segundo y finalmente refundido en un solo texto dicho documento Constitutivo Estatutos según consta de documento inscrito ante la citada Oficina de Registro en fecha: 5 de junio de 2000 bajo el No. 72, Tomo: 128-A Sgdo. Representada en este acto por su apoderada Especial



Poder
 No. 92,
 TEVEP
 acto lu

registro y

EL (LOS) OTORGANTE (S)

Supleniente
del (Cannen Escalona),
NOTARIO INTERINO

87-161360-
L. A. COUNTY CONTINUED
ABANDONED
REVISADO

LOS TESTIGOS

[Signature]



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. MARÍA 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 Guaicaipuro 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, autorizado quien firma conjuntamente conmigo. -

La Registradora Principal



Dra. ROSA MERCEDES CARREÑO ESCOBAR

Verónica Abache
Planilla 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

Nombre:

Identificación:

Fecha:

Concepto:



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

Nombre:

Identificación:

Fecha:

Concepto:



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

SENIA

F-02 09861863

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars



OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

361778

Nombre:

Identificación:

Fecha:

Concepto:



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

SENIA

F-02 09861864

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars



OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

361779

Nombre:

Identificación:

Fecha:

Concepto:



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

SENIA

F-02 09861865

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars



OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

361780

Nombre:

Identificación:

Fecha:

Concepto:



Pedro Martínez
1497 - C

31	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA SENIA F-02 09863086 Nombre del solicitante: Número de identificación: Fecha: Concepto:	1000 Mil Bolívars	31
32			32
33			33
34	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA SENIA F-02 09863087 Nombre del solicitante: Número de identificación: Fecha: Concepto:	1000 Mil Bolívars	34
35			35
36			36
37			37
38			38
39			39
40	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA SENIA F-02 09863088 Nombre del solicitante: Número de identificación: Fecha: Concepto:	1000 Mil Bolívars	40
41			41
42			42
43			43
44			44
45			45
46	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA SENIA F-02 09863089 Nombre del solicitante: Número de identificación: Fecha: Concepto:	1000 Mil Bolívars	46
47			47
48			48
49			49
50			50
51			51
52	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA SENIA F-02 09863090 Nombre del solicitante: Número de identificación: Fecha: Concepto:	1000 Mil Bolívars	52
53			53
54			54
55			55
56			56
57			57
58	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA SENIA F-02 09863091 Nombre del solicitante: Número de identificación: Fecha: Concepto:	1000 Mil Bolívars	58
59			59
60			60
61			61
62			62
63			63
64			64

LECAVIERE

República Bolivariana de Venezuela



MINISTERIO DEL INTERIOR Y JUSTICIA

Se legaliza la firma que antecede de la ciudadana

ROSA CARREÑO ESCOBAR

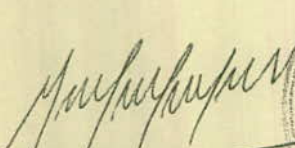
quien es como se titula, **Registradora Principal del Estado Miranda**

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



N° 0001024

0004170



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
Agregado Jurídico
Res. DGRH N°. 175 Del 09/08/01

122669

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO NIT : 800.176.089-2 - / -					
 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA			No. 12 - 109571	
				Bogotá D.C., Octubre 19 de 2012 - 16:08:20	
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	446244934	19/10/2012	2.550.000.00
*** Conceptos Pagados ***					
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO	
1	50005-01-01 SOLICITUDES	82 INVOCACION DE UNA PRIORIDAD EN NUEVAS CREACIONES	170.000.00	170.000.00	
				\$170.000.00	
=====					
SON: **CIENTO SETENTA MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**					
Responsable: 					
Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____					
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO  No. 12-187282- -00000-0000 Fecha: 2012-10-22 17:00:42 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO Act. 411 PRESENTACION Folios: 49					
Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia Web: www.sic.gov.co e-mai: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240 Octubre 19 de 2012 - 16:08:22					

122669

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO NIT : 800.176.089-2 - / -					
Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA			No. 12 - 105875	
				Bogotá D.C., Octubre 08 de 2012 - 17:30:12	
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	446248482	08/10/2012	41.491.000.00
*** Conceptos Pagados ***					
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO	
1	50005-01-01 SOLICITUDES	7 TRAMITES DE SOL. DE DISENOS INDUSTRIALES	590.000.00	590.000.00	
				\$590.000.00	
			=====		
SON: **QUINIENTOS NOVENTA MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***					
Responsable: _____					

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____					
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO					
					
No. 12-187282- -00000-0000					
Fecha: 2012-10-22 17:00:42 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR					
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO					
Act. 411 PRESENTACION Folios: 49					
Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia					
Web: www.sic.gov.co e-mai: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240					
, Octubre 8 de 2012 - 17:30:20					

122669

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO NIT : 800.176.089-2 - / -					
Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA			No. 12 - 108683	
				Bogotá D.C., Octubre 17 de 2012 - 16:11:12	
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	446244945	17/10/2012	13.640.000.00
*** Conceptos Pagados ***					
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO	
12 50005-01-01	SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INICIALES	30.000.00	360.000.00	
				=====	
				\$360.000.00	
SON: **TRESCIENTOS SESENTA MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**					
Responsable: _____					
Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____					
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO					
					
No. 12-187282- -00000-0000					
Fecha: 2012-10-22 17:00:42 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR					
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO					
Act. 411 PRESENTACION Folios: 49					
Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia					
Web: www.sic.gov.co e-mai: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240					
, Octubre 17 de 2012 - 16:11:17					



No. 12-187282- -00000-0000

Fecha: 2012-10-22 17:00:42 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 411 PRESENTACION Folios. 49

PATENTE DE INVENCION ☒

MODELO DE UT

☒	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 ☐

**SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
CONSULTA DE DOCUMENTOS**

PAGINA SIN DIGITALIZAR

**SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
CONSULTA DE DOCUMENTOS**

PAGINA SIN DIGITALIZAR