



DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL
División de Nuevas Creaciones

SOLICITUD
PATENTE DE INVENCION

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 12-187277- -00000-0000
Fecha: 2012-10-22 16:58:56 Dep 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 411 PRESENTACION Folios: 66

21. EXPEDIENTE No. _____

54. TITULO FORMULACION Y MÉTODO DE USO PARA LA EXPLOTACIÓN DE POZOS 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. 12-187277- -00000-0000 Fecha: 2012-10-22 16:58:56 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO Act 411 PRESENTACION Folios: 66
---	---

AS. 122.668

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 LA EXPLOTACIÓN DE POZOS 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 TIPO
5 DATOS DEL SOLICITANTE			
DIRECCIÓN Apartado 76343, 1070A		No. TELÉFONO	
CIUDAD Caracas		CORREO ELECTRÓNICO	
DEPARTAMENTO/ESTADO		NACIONALIDAD O VE	
PAÍS DE RESIDENCIA VE		LUGAR DE CONSTITUCIÓN	
6	INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS		NOMBRES	NACIONALIDAD
1. MANRIQUE		Pablo	VE
2. ARCHER		Franklin	VE
3. ARAUJO		Maria Gracia	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		Caracas	Edificio Lagunillas Apto. 9C2, El Valle
3. VE		Barinas	Urb. Raul Leoni, Sector 5 Vereda 23, Casa Nro. 11
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 (32) FECHA (AAAA/MM/DD)
1. US		US	61/549,631 2011/10/20
2.			
3.			

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
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:	COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO No. 12-108659, 12-68229, 12-109512 Fecha: 22 Oct 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: 3-42 2. ☒ Reivindicaciones N° Reivindicaciones: 23 3. ☒ Dibujos y/o figuras N° folios: 49-56 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.	

FORMULACIÓN Y MÉTODO DE USO PARA LA EXPLOTACIÓN DE POZOS DE
PETRÓLEO PESADO Y EXTRA PESADO

REFERENCIA CRUZADA A SOLICITUDES RELACIONADAS

5 [001] Esta solicitud es una continuación en parte de la solicitud de Patente Estadounidense Serie No. 12/973,022 que se presentó en Diciembre 20, 2010. Esta solicitud también reivindica el beneficio de la solicitud provisional 61/549,631 que se presentó en Octubre 20, 2011.

10

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

[0002] La invención se relaciona con una formulación y método para utilizar la misma para mejorar la productividad de pozos en yacimientos de hidrocarburos, y el uso de la
15 formulación en un método de explotación para mejorar el factor de recuperación de producción en frío en una explotación de petróleo pesado y extra pesado.

[0003] Es claramente deseable la mejora en la
20 productividad de los pozos de petróleo pesado y extra pesado como aquellas encontradas en el Franja del Río Orinoco en Venezuela. El incremento del factor de recuperación en la explotación en frío de tales yacimientos es una necesidad real. Algunos de los yacimientos más grandes de petróleo
25 pesado y extra pesado en el mundo están en Venezuela y mantienen petróleo que tiene una gravedad API en el rango de 6 a 16. Desafortunadamente, la tasa de producción de la mayoría de este petróleo es inaceptable y la recuperación del petróleo final en aquellos yacimientos es decepcionante.

[0004] Es una alta preocupación en la explotación de yacimientos de petróleo pesado y extra pesado incrementar la productividad del pozo y la recuperación de petróleo final en el lugar durante la explotación del tiempo de vida del yacimiento. Con estos pozos, los esquemas de producción primarios frío se abandonan rápidamente en favor de los métodos térmicos para mejorar la fluidez del pozo al reducir la viscosidad del petróleo en los yacimientos. Estos procesos son costosos y también producen aún un rendimiento bajo en términos de recuperación final. También tienen serios problemas de producción de gas azufrado tal como H_2S y CO_2 que son muy costosos de manejar. Tales métodos de recuperación térmica producen típicamente recuperaciones de petróleo final por debajo de 20 - 30%.

[0005] Las areniscas de petróleo de la Franja del Río Orinoco pesadas y extra pesadas de Venezuela son yacimientos excepcionales. El 60% de los yacimientos de este tipo tienen un valor KH/U entre 40 y cerca de 1.000 en muchos casos. Sin embargo, a diferencia de otros yacimientos, el petróleo en los yacimientos de petróleo extra pesado de Venezuela es fluible en condiciones de yacimiento.

[0006] Aún estos pozos, sin embargo, tienen una recuperación final mediante producción en frío que es muy baja y quizás en la mayoría de los casos por debajo de tres (3) por ciento del petróleo original en el lugar. Las condiciones para flujo del petróleo en estos yacimientos, con

aún excelentes propiedades petrofísicas, son muy desfavorables al flujo del petróleo. Los componentes del petróleo pesado y extra pesado, particularmente los asfaltenos en forma natural en el petróleo virgen, son capaces de interacciones naturales fluido - roca para generar una condición de mojabilidad al petróleo en la superficie de los componentes minerales naturales de la arenisca. Esto produce la mayoría de las condiciones adversas para el flujo del petróleo en un medio poroso. Esta es una condición de mojabilidad al petróleo virgen del medio del yacimiento, que es una condición completamente diferente comparada con el daño a la formación en el pozo resultante de la perforación o de las actividades de producción, que también podrían ocurrir en el pozo.

15

[0007] Existe la necesidad de mejoramiento en las tasas de producción provenientes de los pozos que se producen de las formaciones que contienen pozos pesados y extra pesados, particularmente aquellos que contienen asfaltenos y otros hidrocarburos que conducen a ambientes de flujo de mojabilidad al petróleo, y a mejorar la recuperación final de producción en frío del petróleo original en el lugar en tales yacimientos.

20

25

RESUMEN DE LA INVENCION

[0008] Como una respuesta a los anteriores problemas, especialmente a las condiciones naturales de mojabilidad al petróleo de la arenisca y la productividad extremadamente baja del pozo y la recuperación del petróleo original en el

lugar, la presente invención suministra una formulación o fluido de estimulación y un método para utilizar la formulación para mejorar la productividad del pozo en esquemas de producción en frío y un incremento excepcional en el petróleo, en la recuperación final en la producción de pozos utilizando métodos térmicos. El resultado se refleja por una mejor tasa de flujo en el pozo de producción, una menor disminución del nivel de presión, y una recuperación mejorada del petróleo proveniente del área de drenaje de la formación y el yacimiento como un todo mediante la inyección de fluido a través de un pozo de inyección en comunicación con el pozo de producción.

[0009] Los pozos de inyección son utilizados algunas veces como parte de una producción o esquema de explotación, en donde la inyección de fluidos en el pozo maneja los fluidos desde el área del pozo de inyección a un pozo de producción, donde se mejoran las tasas de producción.

[0010] La formulación de la presente invención se puede utilizar ventajosamente para mejorar las condiciones de flujo tanto en el pozo de inyección como en el pozo de producción y para permitir la movilización del petróleo que está inmóvil en el medio poroso debido a su afinidad con la superficie mojable con petróleo del mineral de la roca debido a la adsorción del componente pesado del petróleo en la superficie mineral, y particularmente, los asfaltenos. Esto se hace al cambiar la condición de pozo de petróleo de la superficie a la nueva condición de impregnación con agua.

[0011] De acuerdo con la invención, se suministra por lo tanto un método de inyección y producción combinados, cuyo método comprende las etapas de establecer un pozo de producción y un pozo de inyección en comunicación con el pozo de producción, en una formación que posee hidrocarburo; introduciendo una mezcla de un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador en cada uno de los pozos de producción y el pozo de inyección de tal manera que la mezcla fluye hacia el medio poroso que rodea el pozo de producción y el pozo de inyección; manteniendo la mezcla en el medio poroso alrededor del pozo de producción en la presencia de agua durante un periodo de tiempo suficiente para formar una película de agua sobre la superficie del medio poroso del pozo de producción; e inyectar continuamente el fluido de inyección hacia el pozo de inyección para formar una película de agua sobre la superficie del medio poroso para permitir la movilización al pozo de producción del petróleo inmóvil en el espacio de poro de la formación al cambiar súbitamente la afinidad de tal petróleo inmóvil a la superficie mojable con petróleo virgen original de la roca mientras se produce dicho petróleo inmóvil proveniente del pozo de producción en la medida en que el fluido de inyección está fluyendo a través del yacimiento, en donde los hidrocarburos y el flujo de fluido inyectado fluyen desde el medio poroso alrededor del pozo de inyección hacia el pozo de producción.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[0012] Adelante se da una descripción detallada de las modalidades preferidas de la presente invención, con referencia a los dibujos que la acompañan, en donde:

5 [0013] La Figura 1 ilustra esquemáticamente una superficie tratada de acuerdo con la invención;

[0014] La Figura 2 ilustra las tasas de flujo típicas y preferidas del pozo productor de hidrocarburo;

10

[0014] Las Figura 3 y 4 ilustran una placa de vidrio de prueba que tiene mojabilidad al petróleo en la Figura 3, y que se sido tratada de acuerdo con la presente invención en la Figura 4;

15

[0015] La Figura 5 muestra la placa de prueba que tienemojabilidad al petróleo aún después de la limpieza con disolvente;

20

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

25

[0017] La Figura 8 ilustra los resultados del uso de la presente invención en la forma de una prueba de permeabilidad de regreso con varios ciclos de tratamiento de acuerdo con la presente invención;

[0018] La Figura 9 ilustra además una curva de permeabilidad relativa para la formación de agua y para el

agua de producción con tensoactivo y co-tensoactivo de la presente invención;

[0019] La Figura 10 ilustra la relación de volumen del
5 agua producida con INTESURF requerida a un volumen de recuperación de IOIP para la prueba hecha; y

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

DESCRIPCIÓN DETALLADA

[0021] La invención se relaciona con una formulación para
15 un fluido de estimulación e inyección que tiene una mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo, y un método para utilizar el mismo para tratar las superficies de una formación que posee hidrocarburo y mejorar de esta manera el flujo de hidrocarburos a través de la misma. Este método se utiliza
20 ventajosamente para alterar las condiciones de flujo en la formación para mejorar la producción de hidrocarburos provenientes de formaciones que contienen hidrocarburos.

[0022] Como se mencionó anteriormente, muchos depósitos
25 significativos de hidrocarburos en el mundo contienen cantidades muy grandes de hidrocarburos bajo condiciones donde es muy difícil producirlos. Un ejemplo de esto son los depósitos de hidrocarburo que poseen asfalteno en la Franja del Río Orinoco de Venezuela. Estas formaciones, que

típicamente tienen presiones altas y bajas en el rango de 300 - 1,500 psi, las fracciones de hidrocarburo pesado contenidas en la formación, especialmente los asfaltenos, tienden a adherirse a las superficies de poro del hidrocarburo y de esta manera crean un ambiente con mojabilidad al petróleo en el yacimiento. Como se detalló anteriormente, este ambiente de flujo de mojabilidad al petróleo no es de ninguna manera conductor para la producción de estos hidrocarburos provenientes de la formación. Además, como se demostrará adelante, este asfalteno no se remueve fácilmente en razón de que una porción de hidrocarburo se adsorbe en la superficie de la roca dejando limpias las superficies de mojabilidad al petróleo y, por lo tanto, desfavorables para el buen flujo de hidrocarburo. Sin embargo, se tiende a inmovilizar los hidrocarburos en el medio poroso bajo estas condiciones. De acuerdo con la invención, se forma una película de agua sobre las superficies de la roca y también sobre el hidrocarburo químicamente adsorbido de tal manera que la superficie cuando se recubre de esta manera esté impregnada con agua. Esto incrementa en gran medida la fluidez de los hidrocarburos a través de la formación de la roca tratada.

[0023] De acuerdo con la presente invención, la mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo se utiliza para formar una película de agua sobre los espacios de poro de la formación, y también sobre los asfaltenos adheridos a las superficies de poro, con el fin de suministrar una superficie impregnada con agua entre las superficies de flujo definidas por la superficie de poro de la roca y el asfalteno adherido a esta,

y el volumen de hidrocarburo en la formación que pretende ser producido. Esta película de agua incrementa el flujo de hidrocarburos a través de la formación y permite la movilización de petróleo que estaba inmóvil en el espacio del poro debido a la afinidad con la superficie original con
5 mojabilidad al petróleo virgen, y de esta manera mejora la producción de hidrocarburo proveniente de la formación.

[0024] La mezcla se puede utilizar ventajosamente para
10 mejorar las condiciones de flujo tanto en los pozos de inyección como de producción. Durante un periodo de tiempo, en el caso del pozo de producción, la película de agua se retira eventualmente mediante fluidos que fluyen pasando la película, en cuyo punto la mezcla de tensoactivo/co-
15 tensoactivo de la presente invención se puede de nuevo introducir en la formación que posee hidrocarburo para depositar de nuevo una película de agua fresca para uso en el siguiente periodo de producción. Aunque restableciendo la película de agua en el pozo de producción, el flujo de
20 inyección se puede continuar en el pozo de inyección.

[0025] De acuerdo con la invención, la mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo contiene preferiblemente tensoactivo, co-tensoactivo y un fluido portador, cada uno de
25 los cuales tiene los siguientes constituyentes preferidos.

[0026] El tensoactivo se selecciona preferiblemente del grupo que consiste de tensoactivos aniónicos, tensoactivos catiónicos, tensoactivos no iónicos, tensoactivos anfotéricos

y combinaciones de los mismos. El tensoactivo es además preferiblemente un nonil fenol etoxilado que tiene entre 4 y 60 grupos etoxilados.

5 [0027] Los tensoactivos no iónicos adecuados incluyen pero no están limitados a octilfenol que tiene 9 - 16 EO, nonil fenol con un número EO de 4 a 80, preferiblemente 20 - 80, ácidos grasos de 9-20 EO, n-tetradecanol de 9- 20 EO, n-hexadecanol de 9- 20 EO, laurato de sorbitán, y alcoholes
10 grasos etoxilados con un número EO de 4 a 25, preferiblemente 9 - 20. Los tensoactivos iónicos adecuados incluyen pero no están limitados a n-alkil sulfatos de K o Na, cloruro de n-alkil trimetil amonio, sulfonatos de petróleo y combinaciones de los mismos.

15

[0028] El co-tensoactivo es preferiblemente un co-tensoactivo de alcohol, preferiblemente uno o más n-alcoholes (C1-C6), y más preferiblemente seleccionados del grupo que consiste de metanol, etanol, propanol, butanol, pentanol,
20 isopropanol y combinaciones de los mismos. El co-tensoactivo más preferido es metanol y/o etanol.

[0029] El fluido portador puede ser igual o diferente para el pozo de inyección y el pozo de producción. El fluido
25 portador para tratar el pozo de producción se puede seleccionar del grupo que consiste de agua, solución salina, agua de producción y disolventes orgánicos, hidrocarburos ligeros, diluyentes, petróleo crudo ligero y combinaciones de los mismos en el caso de fluidos portadores orgánicos. Más

específicamente, el fluido portador puede ser petróleo ligero, un corte de refinería ligero, gasoil, diesel diluyente y agua. El fluido portador más preferido es agua, solución salina y fluido de agua de producción. Un ejemplo de
5 un fluido portador a base de agua es el agua de producción del campo normalmente tratado y suministrado a través de pozos de desecho en el subsuelo. Otro fluido portador es de petróleos crudos ligeros compatibles con una gravedad API entre 20 y 45 API, preferiblemente entre 20 y 25 API.
10 También, se pueden utilizar algunas mezclas de petróleo crudo compatible con los fluidos de formación y/o nafta o diluyentes normalmente utilizados en el fondo del pozo o en la superficie para mezclar con petróleo virgen para reducir la viscosidad de la corriente de petróleo pesado y extra
15 pesado para transporte en las instalaciones de superficie.

[0030] El fluido portador para el pozo de inyección, de otro lado, se puede seleccionar del grupo que consiste de agua, solución salina, agua de producción, todos ellos
20 tratados por compatibilidad con los fluidos de formación y los minerales presentes en la roca. El fluido portador más preferido para el pozo de inyección es el agua de producción. Un ejemplo de un fluido portador a base de agua es el agua de producción en el campo que normalmente sería tratada y
25 suministrada a través de pozos de desecho al subsuelo.

[0031] De manera excepcional, en el caso de formaciones muy delgadas por ejemplo que tengan un empaque de arena de yacimiento en el rango de 3 a 7 pies, fluidos orgánicos como

disolventes, hidrocarburos ligeros, diluyentes, petróleo crudo ligero y combinaciones de los mismos se podría utilizar un fluido portador para el pozo de inyección.

5 [0032] La mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo puede ser generalmente utilizada en cantidades sustancialmente iguales en volumen, y tiene cada una, una concentración en el fluido portador de entre 0.001 y 5.0% en volumen, preferiblemente entre 0.01 y 3.0 % en volumen. De acuerdo con un aspecto de
10 la invención, el fluido se puede preparar en diferentes concentraciones dependiendo de si se va a utilizar en un pozo de inyección o en un pozo de producción.

[0033] La mezcla de tensoactivo/ co-tensoactivo para el
15 pozo de producción se prepara preferiblemente teniendo cantidades sustancialmente iguales en volumen del tensoactivo y el co-tensoactivo, y la mezcla total con fluido portador en el pozo de producción contiene preferiblemente cada uno del tensoactivo y el co-tensoactivo en una cantidad entre 0.5 y
20 5% en volumen, más preferiblemente entre 1 y 4 % en volumen.

[0034] La mezcla de tensoactivo/ co-tensoactivo para el pozo de inyección se prepara preferiblemente teniendo sustancialmente cantidades iguales en volumen del tensoactivo
25 y co-tensoactivo, y la mezcla total con el fluido portador contiene preferiblemente cada uno del tensoactivo y el co-tensoactivo en una cantidad entre 0.001 y 3% en volumen, más preferiblemente entre 0,01 y 0.5% en volumen.

[0035] De acuerdo con la invención, la mezcla de tensoactivo y co-tensoactivo se puede preparar al mezclar los constituyentes anteriormente identificados en la superficie y luego transportar, por ejemplo mediante bombeo, la mezcla resultante o el fluido de estimulación en la formación de la producción de hidrocarburo, por ejemplo a través de un pozo ubicado desde la superficie de la formación subterránea, de tal manera que la mezcla penetra hacia la formación que posee hidrocarburo alrededor del pozo, típicamente en un radio que rodea el pozo de al menos aproximadamente 2 pulgadas, preferiblemente entre 12 pulgadas y tanto como sea posible, por ejemplo hasta 10 pies cuando este se exprime en el pozo de producción, o se bombea de otra manera el fluido de estimulación hacia la formación y se le permite fluir naturalmente a través del mejor canal de flujo en la arenisca, que puede ser una buena aproximación para pozos horizontales. El área de penetración en la formación es el área a ser tratada de acuerdo con la presente invención.

[0036] Varios diferentes medios se pueden utilizar para permitir una distribución controlada del fluido en la arenisca mientras se inyecta el fluido en la formación. En pozos de inyección horizontal o en pozos de inyección vertical se puede hacer una mejora en la colocación seleccionada o la distribución del fluido en paquetes de arena heterogéneos verticales o en una zona horizontal muy larga a través de la arena a través del uso de empacadores en el fondo del pozo y/o empacadores de aislamiento que incluyen medios en tales herramientas para el control de tasa de flujo

y sistemas de posición de control de abierto y cerrado operados en la superficie.

[0037] En el pozo de inyección, el fluido se inyecta
5 normalmente mediante flujo natural debido a la baja presión
en la formación (200 a 1200 psi) y un peso de columna
hidrostático (1500 pies a 4000 pies). El fluido se inyecta a
una tasa de flujo muy baja para permitir el contacto gradual
del fluido inyectado con la superficie de roca mineral y
10 permitir la formación de la película de agua sobre el
hidrocarburo adsorbido sobre la superficie mineral de la
roca. En la medida en que la película de agua está siendo
formada mediante inyección continua del fluido inyectado a la
formación por medio del pozo de inyección, el petróleo en el
15 medio poroso que ha estado inmóvil debido a su afinidad con
la condición de mojabilidad al petróleo virgen de la
superficie del poro comienza la movilización del pozo de
producción. Mediante este mecanismo de drenaje, el fluido de
inyección a base de agua es capaz de producir una
20 excepcionalmente alta recuperación de hasta 55% en volumen.
Del petróleo inicial en el lugar (IOIP) como se muestra en el
ejemplo de la prueba de desplazamiento presentada adelante.
Esto es cierto aunque la viscosidad del agua inyectada sea
muy baja comparada con la viscosidad del petróleo pesado, y
25 se considera que esto se debe a que el incremento en la
recuperación del petróleo no se hace por un pistón como el
mecanismo de patrón de desplazamiento del fluido inyectado a
través del pozo de inyección.

[0038] Una vez que se bombea un volumen suficiente de fluido hacia la formación, este volumen es luego mantenido en el lugar en la formación en el pozo de producción en la presencia de agua durante tiempo suficiente para formar la película de agua deseada sobre la superficie de los espacios del poro del hidrocarburo 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 a través del medio poroso, y por lo tanto produce un ambiente de flujo que es mucho más conductivo para el flujo de petróleo que el ambiente de flujo de mojabilidad al petróleo virgen presente en el pozo bajo condiciones de formación naturales en donde los hidrocarburos pesados, y especialmente los asfaltenos, se adhieren a las superficies del poro del medio poroso. La cantidad adecuada de tiempo para mantener el fluido en la formación variará con diferentes pozos, fluidos y condiciones, pero estará típicamente entre 12 y 24 horas en el pozo de producción antes de reiniciar el flujo, y un rango preferido de tiempo está entre 18 y 24 horas. En el pozo de inyección el cambio de mojabilidad al petróleo a mojabilidad al agua sobre la superficie del medio poroso se hace mientras el fluido inyectado está fluyendo y contactando el medio poroso a través de la inyección continua a través del pozo de inyección.

[0039] La producción del pozo tratado se puede conducir mediante se monitorea la disminución del nivel de presión en el pozo, y cuando se incrementa la caída de presión,

disminuyendo la presión de inclusión de la bomba, la formación se puede tratar de nuevo de acuerdo con la presente invención. En el pozo de inyección, el monitoreo se debe hacer para evaluar el frente de fluido de inyección y el patrón de flujo en la formación al utilizar pozos de control/monitoreo o trazadores en el fluido de inyección. También el pozo de inyección se debe seleccionar de un sitio del yacimiento con el fin de permitir la distribución del fluido inyectado en la superficie del medio poroso ayudado por el efecto gravitacional y los efectos diferenciales de densidad entre los fluidos. Si el petróleo es de menor densidad que el agua, el pozo de inyección se preferirá para estar localizado en la parte superior del yacimiento.

[0040] La formación típica para la cual se puede utilizar la presente invención puede ser cualquier formación en donde la formación de una película de agua sobre las superficies de poro sería benéfica para la producción total de hidrocarburos de la formación. Una aplicación particularmente deseable de la presente invención es en las formaciones que tengan 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 de muy gran volumen, pero también contienen asfaltenos como se discutió anteriormente, y estos son candidatos ideales para el tratamiento de acuerdo con la presente invención para mejorar la producción. La formación de roca típica que contiene tales hidrocarburos tiene

espacios de poro que definen el volumen vacio que mantienen los hidrocarburos y que crea la permeabilidad que le permite a los hidrocarburos fluir. La roca que define las superficies de poro de estas formaciones se definen típicamente por cuarzo, feldespato, mineral silíceo, mineral carbonáceo, arcillas y combinaciones de los mismos.

[0041] La Figura 1 ilustra esquemáticamente una superficie de una formación que posee hidrocarburo tratada de acuerdo con la presente invención. Como se ve en la Figura 1, una superficie mineral 10 que define el espacio de poro 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 los hidrocarburos bajo la presión típica en la formación de tal manera que los hidrocarburos químicamente adsorbidos 14 están cercanamente adheridos a la superficie 10, particularmente en los sitios activos de mineral de roca 12.

[0042] De acuerdo con la invención, la mezcla de tensoactivo y co-tensoactivo de la presente invención se introduce a la formación y se mantiene allí en la presencia de agua de tal manera que la película de agua se forma sobre los hidrocarburos adsorbidos 14 así como también los sitios activos del mineral de roca 12 de la superficie mineral 10. La Figura 1 muestra la mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo adsorbido en la forma de película de agua 16 que se ilustra esquemáticamente como una doble capa para representar la mezcla de su tensoactivo/co-tensoactivo. Este produce una

condición de superficie impregnada con agua, que mejora el flujo de hidrocarburo a través de las aéreas de flujo y el espacio de poro definido por tal superficie tratada. El agua que forma la película puede estar ya presente en los fluidos de formación de roca y/o del fluido portador si se utiliza el fluido portador que contiene agua. La salinidad del agua puede estar en el rango de entre 800 ppm hasta 45,000 ppm.

[0043] La caída de presión de la formación al orificio del pozo, es una buena medida de la fluidez en la formación. Cuando la disminución del nivel de presión es relativamente pequeña, esto indica unas buenas propiedades de flujo en la formación del pozo. Mientras se produce de un pozo que ha sido tratado de acuerdo con la invención, es deseable en el pozo de producción monitorear la disminución del nivel de presión, y después de que se ha producido una cierta cantidad de petróleo del pozo de producción tratado, la dimensión del nivel de presión comienza a incrementarse. Este incremento en la disminución del nivel de presión indica que la película de agua se ha gastado o removido debido a la relativamente alta velocidad de flujo de los fluidos del pozo que pasan sobre la película al pozo. Esta corriente remueve la película de agua mediante desorción del tensoactivo y co-tensoactivo proveniente de la superficie mineral y restablece la condición inicial de mojabilidad al petróleo virgen en la superficie mineral. En esta etapa, de acuerdo con la invención, el pozo de producción se puede tapar de nuevo con la misma formulación, y este proceso se puede repetir tantas veces como sea necesario hasta que se llegue a que no más

flujos de fluido de hidrocarburo al pozo aún después del tratamiento o límite económico para abandonar el pozo. Con la estimulación cíclica, el medio poroso mejorara la recuperación final del petróleo inicial en el lugar en el
5 área de drenaje mediante producción en frío mediante potencialmente muchas veces la cantidad de 3% típicamente reportada en el rendimiento del pozo obtenido sin estimulación.

10 [0044] En el pozo de inyección, en la medida en que el fluido inyectado está siendo continuamente inyectado en la formación; también se sugiere el monitoreo de la caída de presión. La presente invención reduce el tiempo y la necesidad de procesos térmicos costosos para alcanzar un
15 nivel de aproximadamente 40% del petróleo inicial en la recuperación del lugar mediante métodos fríos que es una recuperación más barata y más segura.

[0045] La Figura 2 ilustra tasas de flujo típicas y
20 deseadas de un pozo de producción de hidrocarburo. Los arranques y paradas mostrados en el flujo actual muestran una tendencia (línea A) que no es deseable, mientras que el comportamiento de presión preferido se muestra en la línea B. La diferencia del área entre las líneas A y la línea B es una
25 indicación de mayor recuperación del petróleo proveniente del mismo pozo en la misma área drenada del pozo.

[0046] En la discusión anteriormente mencionada, la mezcla del tensoactivo y co-tensoactivo de acuerdo con la presente

invención se puede utilizar ventajosamente en un método de inyección y producción y aun además mejorar la recuperación del petróleo desde un pozo de petróleo que utiliza tales técnicas.

5

[0047] La Figura 6 muestra un yacimiento 20 que típicamente sería una formación que posee hidrocarburo que incluye medio poroso, que tiene espacio de poro relleno con varios fluidos, uno de los cuales es hidrocarburo pesado o extra pesado que contiene asfaltenos. Se desea producir el hidrocarburo a la superficie para refinarlo en varios productos. Se muestra un pozo de producción 22 que se extiende desde el nivel de superficie 24 a la formación 20, y que tiene perforaciones 26 para permitir la comunicación entre el pozo 22 y la formación 20. Un pozo de inyección 22 se ubica similarmente desde la superficie 24 a la formación 20, y las perforaciones 30 se les permiten comunicación desde el pozo 28 a la formación 20. En uso, la inyección de los fluidos de los manejos tales como el agua de producción, agua compatible con los fluidos d formación, o solución salina como un fluido portador con el tensoactivo y el co-tensoactivo de la presente invención en el pozo de inyección 28 se utilizan para manejar los fluidos hacia el pozo de producción 22. Esta forma de una película de agua sobre los hidrocarburos naturales adsorbidos (tal como asfaltenos en la superficie mineral de la roca) y permite la movilización del petróleo que estaba inmóvil debido a la afinidad de tal petróleo con la condición de mojabilidad al petróleo virgen de la superficie del medio poroso. El petróleo movilizado es

impulsado al pozo de producción 22 y por lo tanto se mejora la recuperación de fluido a través del pozo de producción 22. De acuerdo con la presente invención, la mezcla de tensoactivo y co-tensoactivo como se discutió anteriormente se puede utilizar ventajosamente en un método tal como se discute aquí. En tal método, es ventajoso formar una película de agua sobre las superficies del medio poroso y los hidrocarburos adheridos en la vecindad de tanto el pozo de producción 22 como en el área más grande posible del yacimiento que se pueda contactar con los fluidos de inyección a través del pozo de inyección 28. Esto puede ayudar a suministrar mejor flujo y movilización del petróleo inmóvil en el medio poroso mediante la ruptura de la afinidad del petróleo a la superficie mojable con petróleo virgen cuando se alcanza la nueva condición de impregnación con agua mediante el contacto del tensoactivo y co-tensoactivo de la presente invención para formar una película de agua como se describió anteriormente. El flujo en la formación a través del pozo 28 así como también por fuera de la formación 20 en el pozo de producción 22 se mejora. Así, una mezcla de tensoactivo/co-tensoactivos como se discutió anteriormente se puede preparar y bombear hacia cada uno de los pozos 22, 28 como se ilustra esquemáticamente mediante las flechas 32 en la Figura 6. Este bombeo ubica la mezcla a través de los pozos 22, 28 y hacia las zonas 34, ilustrada esquemáticamente mediante línea punteada en la formación 20. La inyección del fluido a través del pozo 28 se puede continuar en tanto se desee después de la ruptura de inyección en el pozo 22. En este momento, se debe tomar la decisión de continuar el uso

del pozo 28 como un pozo de inyección o convertir el pozo 28 en un nuevo pozo de producción y localizar el nuevo pozo de inyección en la formación 20 (no mostrada en la Figura 6) en comunicación con cada uno de los pozos 22 y 28. Como un pozo de producción, el pozo 28 se puede monitorear para la estimulación cíclica de la vecindad del pozo como se describió para el pozo de producción 22. Después de ser bombeado o inyectado de manera natural a la formación 22 a través del pozo de inyección 28, esta mezcla es luego mantenida en posición durante un tiempo suficiente para formar una película de agua sobre las superficies del medio poroso y también sobre los hidrocarburos adheridos según se desee. En el caso del pozo de producción 22, cuando se completa el tratamiento, la mezcla se puede bombear desde el pozo de producción, y luego el pozo 22 (u otros pozos de producción no mostrados que incluyen los pozos que han sido pozos de inyección 28) se pueden regresar a producción aunque inyectando continuamente el fluido de inyección a través del pozo 28.

20

[0048] La Figura 7 muestra este modo de operación y esquemáticamente ilustra la inyección de los fluidos 36 hacia el pozo 28, y la producción de fluidos 38 desde el pozo de producción 22. El flujo mejorado de fluidos subterráneos provenientes de la vecindad del pozo de inyección 28 hacia la vecindad del pozo de producción 22 también se ilustra esquemáticamente mediante las flechas 40 mostradas en la formación 20. Las condiciones de flujo mejoradas alrededor de las perforaciones del pozo 22 crean flujo mejorado hacia el

pozo de producción 22 según se desee, con una caída de presión inferior y una productividad mejorada. La caída de presión reducida en la vecindad del pozo 22 ayuda a reducir la ruptura rápida del fluido de inyección 36 al pozo 22, y también le da un flujo mejor y más uniforme a través de las áreas entre el pozo de inyección 28 y hacia el pozo de producción 22, con riesgo reducido de "acanalarse" e incrementar la movilización del petróleo inmóvil, rompiendo su afinidad con la condición de mojabilidad al petróleo virgen de la superficie de la roca, donde el fluido inyectado modifica la superficie a una condición de impregnación con agua. Luego, la senda de flujo del fluido de inyección cambia a una superficie mojabla con petróleo no contactada y el contacto de esta área de superficie con la mezcla de tensoactivo y co-tensoactivo cambia a un estado de mojabilidad al agua, movilizándolo el petróleo inmóvil a un flujo hacia una nueva superficie con mojabilidad al agua hacia el pozo de producción 22 hasta que ya no se pueda alcanzar más una tasa económica de producción, momento en el cual se puede abandonar el método.

[0049] Tal como con la modalidad discutida anteriormente, este proceso se puede llevar a cabo mientras la presión en sitios relevantes se monitorea, y cuando cae la presión y las tasas de producción alcanzan ciertos niveles, el tratamiento con el tensoactivo y el co-tensoactivo de acuerdo con la invención se puede de nuevo efectuar. El proceso se puede llevar a cabo también en pozos verticales, pozos desviados, pozos horizontales y multilaterales. También, después de la

ruptura del fluido inyectado en el agua de producción del pozo de producción no se puede separar de la corriente de producción y retro reciclar a través del pozo de inyección después de la generación a los valores apropiados de concentración del tensoactivo y el co-tensoactivo en el fluido portador de acuerdo con la invención, disminuyendo de esta manera la cantidad de sustancias químicas requeridas para preparar el fluido de inyección.

10 [0050] Los siguientes ejemplos ilustran adicionalmente la invención y los resultados que se obtienen utilizando la misma.

Ejemplo 1

15 [0051] Se recolectó petróleo crudo y agua proveniente de diferentes pozos en diferentes áreas de los campos de la Franja del Río Orinoco. El petróleo y el agua se colocaron en vasos de vidrio cerrado en varias saturaciones de petróleo y agua, en condiciones de yacimiento de salinidad de agua y temperatura, en un horno térmicamente controlado. Dentro de cada vaso se colocó una pequeña placa de vidrio que se monitoreó para las condiciones de humectabilidad con una condición de mojabilidad al agua y además ser naturalmente cambiado a mojabilidad al petróleo después de un periodo de tiempo medio de aproximadamente 3 a 4 semanas a temperatura de yacimiento de 145°F. Para cada placa de vidrio, se midió la humectabilidad mediante técnicas de medición de ángulo de contacto a la temperatura del pozo que varía desde la mojabilidad al agua en la condición inicial a mojabilidad al

petróleo después de tres semanas del proceso de envejecimiento en los vasos en condiciones de yacimiento.

[0052] Después de este tratamiento, las placas de vidrio
5 tuvieron un ángulo de contacto con el petróleo que muestra una condición fuerte de mojabilidad al petróleo como se puede ver en la Figura 3, que muestra el petróleo esparciéndose sobre la superficie de la placa.

10 [0053] Cada placa fue entonces colocada en un beaker durante un tiempo de reacción con una mezcla de una cantidad igual de los fluidos del pozo en un promedio de 20% de agua de formación y 82% de petróleo extra pesado a una temperatura de 145°F, con la formación de la presente invención, que en
15 este ejemplo particular comprende una solución de 0.5% en volumen de nonil fenol etoxilado con 30 grupos etoxilados y 0,5 % en volumen de etanol, mezclados ambos 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
20 durante un tiempo de exposición de 8 horas a temperatura de yacimiento de 145°F y la medición de ángulo de contacto mostraba una humectabilidad inversa desde humectación de petróleo como se muestra en la Figura 3 a humectación con agua como se muestra en la Figura 4. Note el burbujeo del
25 petróleo, y el ángulo de contacto claramente indicativo de la ahora superficie con mojabilidad al agua.

[0054] Resultados similares se pueden obtener al utilizar varios tensoactivos no iónicos y iónicos. Los tensoactivos no

iónicos adecuados incluyen pero no están limitados a octil fenol que tiene 9-16 EO, nonil fenol con un número EO de 4 a 80, preferiblemente 20 - 80, ácidos grasos de 9-20 EO, n-tetradecanol de 9-20 EO, n-hexadecanol de 9-20 EO, laurato de sorbitán, con alcoholes grasos polietoxilados con numero EO de 4 a 25, preferiblemente 9-20.

[0055] Los tensoactivos iónicos adecuados incluyen pero no están limitados a n-alkuil sulfatos de K o Na, cloruro de n-alkuil trimetil amonio y combinaciones de los mismos.

[0056] Los co-tensoactivos adecuados incluyen pero no están limitados a ningún alcohol de la serie de n-alcoholes (C1-C6), tal como metanol, etanol, propanol, butanol, pentanol, isopropanol, y mezclas de los mismos.

[0057] El fluido portador de la composición de tensoactivos puede ser agua de producción, solución salina o agua compatible con los fluidos del yacimiento, petróleo ligero, un corte de refinería ligero, gasoil, diesel, diluyente y agua. El fluido portador más preferido es fluido a base del agua.

[0058] Regresando al ejemplo, las placas de vidrio fueron entonces embebidas con una solución de disolvente mutuo para durante más de veinte cuatro horas (24) para remover la película de agua y cualquier hidrocarburo visible. Las placas de vidrio limpias mostraron una superficie clara y limpia, pero cuando se colocó una gota de agua sobre la placa, la

gota de agua no se regó sobre la superficie. El ángulo de contacto se midió con la placa aún exhibiendo una condición de mojabilidad al petróleo, como se muestra en la Figura 5.

5 [0059] Esto indica que aunque la superficie mineral tal como la arenisca, el feldespato, arcillas y similares se puede limpiar de hidrocarburos adheridos aun sobre esa superficie, permanece la película químicamente adsorbida de hidrocarburo y por lo tanto sobre tal superficie mineral
10 existe una fuerte humectabilidad de mojabilidad al petróleo. Como se mencionó previamente, la humectabilidad de mojabilidad al petróleo es la condición más adversa para la recuperación de petróleo en un medio poroso. Así, aunque se comprometan en los costos y las etapas de remover los
15 asfaltenos adheridos, la superficie limpia resultante permanece con mojabilidad al petróleo.

[0060] El uso de la formulación del método de la presente invención crean una película de agua sobre la superficie
20 mineral, que cubre los hidrocarburos previamente químicamente adsorbidos. Esta película crea una interface que conducirá el flujo de hidrocarburo durante muy largos periodos de tiempo entre ciclos de estimulación en el pozo de producción, y permite la movilización del petróleo que está inmóvil debido
25 a su afinidad con la condición de mojabilidad al petróleo virgen de la roca cuando la película de agua se forma en el medio poroso a través de la inyección desde el pozo de inyección. Una muy baja disminución del nivel de presión se logra con las tasas de flujo de petróleo incrementadas en el

pozo de inyección de tal manera de que se logra una inyección mediante flujo natural, suministrando de esta manera grandes beneficios a la recuperación de productividad y final del petróleo desde el área drenada del pozo y el yacimiento
5 completo.

Ejemplo 2

[0061] Se condujo una prueba de laboratorio para evaluar la permeabilidad relativa con el petróleo crudo extra pesado
10 y el agua de formación y la solución INTESURF™ 3PW0.5 se preparó de acuerdo con la invención con el agua de producción proveniente del campo Cabrutica de la División Junín de la cuenca de la Franja del Río Orinoco en Venezuela, y utilizando un núcleo del pozo E20P15 y los fluidos de
15 formación del pozo DE 22 12 del mismo campo.

[0062] Se tomó el núcleo desde una profundidad de 2212.2 pies del campo Cabrutica, y se empacaron dos muestras para uso en una celda confinada, una muestra para la prueba de
20 permeabilidad de regreso y la otra muestra para la prueba de permeabilidad relativa del petróleo extra pesado y el agua de formación y el petróleo extra pesado y la solución de INTESURF 3PW0.5. Se limpiaron las muestras, se almacenaron y envejecieron durante 16 días a una temperatura de yacimiento
25 de 120 F y presión de 400 psi en una celda confinada. La prueba Amott de imbibición se efectuó para ambas muestras para asegurar una condición de mojabilidad al petróleo de la muestra antes de las pruebas. Las propiedades núcleo para las dos muestras se muestran en la Tabla 1.

TABLA 1

COMPAÑÍA INTEVEP S.A

NÚCLEO DEL POZO E20P15 CAMPO CABRUTICA VENEZUELA

Mues tra					Resultados Ø a Helio					PERMEABIL IDAD	
Presión de confinac ión		Pes o			Vol .	Vol.	Densi dad		Vol .		
#	PS I	Tot al	Lar go	Dia m	gra no	Espa cio de poro gran o		Ø	Tot al	Air e	Klin k
1A	13 00	86. 03	4,8 75	3,5 96	30, 67	17,4 2	2,632	36 ,2	48, 09	269 7	2605
2B	13 00	96, 42	5,1 43	3,7 02	34, 42	19,2 2	2,628	35 ,8	53, 64	259 6	2507

5

[0063] La solución de INTESURF 3PW0.5 es una mezcla de agua de producción 99% V/V del campo Cabrutica y 0.5 V/V de nonil fenol etoxilado con 30 grupos ET, y 0,5 V/V % de metanol. 1 lb/bbl de acetato de potasio se agregó para control de arcilla a la mezcla final.

10

Prueba de Permeabilidad de Regreso

[0064] La muestra núcleo 1A con una condición de mojabilidad al petróleo confirmada mediante la prueba Amott de imbibición se colocó en la celda confinada a una presión de confinación de 1300 psi. Posteriormente se desplazó petróleo crudo vivo extra pesado del pozo 22 12 del campo Cabrutica hasta que se logró una caída de presión constante. La permeabilidad al petróleo (ko) a la saturación de agua

15

10

15

20

Presión de Confinación Neta 1300 psi
Temperatura de Yacimiento 120°F

25

2295 md

30

Fluido Portador INTESURF: Agua de producción

Fluido de estimulación exprimido: 10% volumen poroso

1er ciclo	2do ciclo	3er CICLO	1er ciclo	2do ciclo K a	3ser ciclo	Factor del área expuesta
--------------	--------------	--------------	--------------	---------------------	---------------	--------------------------------

Vol. Acum. cc	Vol.Acum cc	Vol.Acum cc	K a petróleo md	petróleo md	K a petróleo md	de formación adyacente al pozo $SF=1-K/k_o$
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

[0065] 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 que gran cantidad relativa del volumen poroso del petróleo extra pesado vivo se desplazará y ocurre la desorción de los tensoactivos de Intesurf en el medio poroso. Después de la re estimulación con la solución de la presente invención, se logró una mejor condición de la permeabilidad relativa al petróleo. Se cree que la permeabilidad relativa al petróleo se pierde después de un gran volumen de desplazamiento de petróleo y después de varios ciclos de exprimidos se debe a

la nueva saturación del agua sin que el tensoactivo base Intesurf se incremente en el medio poroso. Sin embargo, se observa que una vez que está disponible el tensoactivo mediante re estimulación en el medio poroso, se logra una nueva mejora en el petróleo con relación a la permeabilidad y aun alcanza cambios mayores que los ciclos anteriores.

[0066] Se condujo una prueba de permeabilidad relativa de petróleo extra pesado y agua de formación y petróleo extra pesado y una solución de INTESURF 3PW0.5 con agua de producción.

[0067] Se aseguró que la muestra núcleo 2B tuviera una condición de mojabilidad al petróleo mediante la prueba de imbibición Amott y posteriormente se colocó en una celda confinada a una presión confinada de 1300 psi. La temperatura fue aquella del yacimiento de 120°F. El petróleo extra pesado se desplazó a una presión de 1000 psi hasta que se logró un flujo constante. La permeabilidad relativa efectiva al petróleo se midió en la saturación de agua inicial. Posteriormente, se desplazó agua de formación a una tasa constante de 1 cc/min y el monitoreo de los fluidos producidos y la caída de presión se hizo hasta que no se observó flujo del petróleo extra pesado. Se midió la permeabilidad del agua efectiva en la saturación de petróleo residual para cada muestra y el volumen del petróleo extra pesado producido a condición ambiente se corrigió a las condiciones de yacimiento utilizando la viscosidad y el factor volumétrico del yacimiento. La saturación final de los

fluidos se determinó mediante el balance del material. La permeabilidad efectiva de cada placa se calculó utilizando la ley de Darcy. El agua de permeabilidad relativa - petróleo extra pesado y solución Intesurf - los índices de petróleo extra pesado a estado no estable se calcularon utilizando los métodos de Jones y Roszelle.

[0068] Una vez que la prueba de agua - petróleo extra pesado de la formación se corrió, se desplazó crudo extra pesado para la muestra núcleo hasta que se logró una condición de saturación de agua inicial y de saturación de petróleo extra pesado. En este estado se midió la permeabilidad efectiva al petróleo de nuevo y tuvo lugar un desplazamiento con la solución de Intesurf™ 3PW0.5 con una tasa de 0.1cc/min durante 8 horas permitiendo un tiempo de reacción de 12 horas y así sucesivamente hasta que se recolectó solamente la solución de INTESURF™ 3PW 0.5 como la producción sin el petróleo extra pesado. La recuperación final del petróleo extra pesado fue de 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 un comportamiento de k_o/k_w vs la saturación de agua para los dos fluidos de prueba y la Figura 10 exhibe la proporción de la cantidad de agua de producción con el tensoactivo y co-tensoactivo utilizado como el fluido inyectado a la cantidad de petróleo recuperado del petróleo inicial en el lugar recuperado del tapón de la muestra de núcleo. De esta figura, se puede observar que 14% del petróleo inicial en el lugar (IOIP) se puede recuperar utilizando una relación media de

una unidad de petróleo producida por 1.6 volúmenes de mezcla de tensoactivo y co-tensoactivo y de agua producida inyectada. También una recuperación adicional del 20% del (IOIP) se puede recuperar utilizando una relación media de una unidad de petróleo en el lugar producido por cada 3.2 volúmenes de mezcla del tensoactivo y co-tensoactivo y el fluido portador inyectado después del primer 14 % de IOIP inicial recuperado.

10 Ejemplo 3.

El pozo CD1405 del campo Cabrutica en la división Junín de la Franja del Río Orinoco se seleccionó para una prueba piloto para estimulación y re estimulación cíclica con la composición y el método de la presente invención para un pozo de producción.

[0069] El petróleo crudo y el agua de formación provenientes del pozo CD 1405 se recolectaron así como también el agua de producción del tanque dedesecho 903 de la estación principal del campo Cabrutica el campo de la Franja del Río Orinoco. Las características del petróleo crudo y el agua de formación son:

PETRÓLEO:

Saturado %: 8 en peso

25 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

5 Agua de formación con 2500 ppm de NaCl.

[0070] El petróleo y el agua de formación se colocaron en vasos de vidrios cerrados a 20 % en volumen de saturación de agua de formación y 80 % en volumen de saturación de petróleo, en condiciones de yacimiento de temperatura de 10 145°F, en un horno térmicamente controlado. Dentro de cada vaso se colocó una pequeña placa de vidrio que se monitoreó para condiciones de humectabilidad iniciando con la condición de mojabilidad al agua y además ser naturalmente cambiado a 15 mojabilidad al petróleo después de un periodo de tiempo de envejecimiento de 3 semanas a temperatura de yacimiento de 145°F. Para la placa de vidrio, se midió la humectabilidad mediante técnicas de medición de ángulo de contacto a la temperatura del pozo que varía desde la mojabilidad al agua a la condición inicial de mojabilidad al petróleo después de 20 tres semanas del proceso de envejecimiento en los vasos a condiciones de yacimiento como se muestra en la figura 11, indicando el ángulo de contacto de 137, 5° en la condición de envejecido. Esto es lo que se encontraría en el yacimiento, que muestra una dispersión de petróleo sobre la superficie de 25 la placa.

[0071] la placa se colocó entonces en un beaker durante un tiempo de reacción con una mezcla de cantidades iguales de fluidos de pozo en un promedio de 20 % en volumen de agua de

formación y 80% en volumen del petróleo extra pesado de 9° API a una temperatura de 145°F con, con la formulación de la presente invención , que en este ejemplo particular comprende una solución de 0.5% en volumen de nonil fenol etoxilado con 5 30 grupos etoxilados y 0.5% en volumen de etanol, ambos mezclados con 99% en volumen de agua de producción del tanque de desecho del campo Cabrutica de la División Junín de la Franja del Río Orinoco. 1 lb/bbl de acetato de potasio se agregó a la formulación para control de arcilla. La mezcla y 10 la placa se mantuvieron durante un tiempo de exposición de 24 horas a temperatura de yacimiento de 145°F, y la medición de ángulo de contacto mostró humectabilidad inversa desde la mojabilidad al petróleo desde 137.5° a mojabilidad al agua con un ángulo de contacto a de 45.1°. El burbujeo del 15 petróleo y el ángulo de contacto medido fueron claramente indicativos de una superficie con mojabilidad al agua.

[0072] Esta prueba confirma el cambio de humectabilidad en el pozo después de la aplicación del tratamiento de la 20 invención al medio poroso.

[0073] Posteriormente, un primer trabajo de estimulación se preparó para el pozo, inyectando mediante el espacio anular entre la cubierta y el tubo de producción 350 barriles de la formulación de la presente invención en un fluido 25 portador a base de petróleo. El fluido de inyección se preparó con 3.5 barriles de tridecanol etoxilado de 17 grupos de oxido etoxilado, 3, 5 barriles de metanol y 343 barriles de gasoil. El fluido se bombeó con un camión de bombeo. Se

permitió un tiempo de reacción de 24 horas al pozo, y se reinició la producción. El incremento de la producción fue de un valor medio antes de 183 bopd a una media de 445 bopd después del tratamiento.

5

[0074] Un periodo de ocho meses de tiempo después del primer trabajo de estimulación, se ejecuto un nuevo trabajo de re estimulación en el pozo, pero ahora se preparó un fluido de inyección a base de agua. Otra cantidad de 350

10 barriles del fluido de inyección se bombearon por el espacio anular entre la cubierta y el tubo de producción al espacio de poro de formación utilizando agua potable de un fluido portador basado en un pozo de agua. El fluido de inyección se preparó con 3.5 barriles de nonil fenol etoxilado de 20

15 grupos de oxido de etoxilado 3.5 barriles de metanol y 343 barriles de agua. El fluido se bombeó con un camión de bombeo. El tiempo de reacción de 24 horas se le permitió al pozo, y se restableció la producción. El incremento de producción fue de un valor medio de 183 bopd a una media de

20 358 bopd.

[0075] La Tabla 3 muestra un yacimiento CD1405 y los parámetros de pozo de completamiento para el pozo CD1405.

25 Tabla 3

INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO DEL POZO CD 1405.

Yacimiento	OFINF SDZ-2X A1				
Arena	2C				
Longitud del lado Horizontal	5150'	Tope	2,71	Bas	7,86

(MD), ft			0 ft	e	0 ft
Permeabilidad md	8,900				
Porosidad, %	32				
Temperatura, °F	126				
Gravedad del petróleo crudo °API	9				
Presión actual, psi	420				
Fecha de perforado del pozo	07-02-2009				
Método de producción	Bomba de cavidad progresiva				
Tipo de pozo	Horizontal				

Ejemplo 4

[0076] Dos pozos de la Franja del Río Orinoco altamente desviados (CD 36 y CD 37) del área de cerro negro de la

5 División Carabobo de la cuenca de la Franja del Río Orinoco se seleccionaron para la prueba piloto utilizando formulación de base oleica. Las características principales de los pozos son:

Nombre del pozo	Nombre del yacimiento	Fecha de completamiento	Propiedades de la roca				Método de producción	Presión original psi	Presión actual psi	Litología
			Porosidad	K	Vsh	Grosor				
			%	Darcy		Pies				
CD 36	OFIM CNX9	04/1992	33	23	53	194	Bomba mecánica & relleno de cascajo	1100	1095	arenisca
CD 37	OFIM CNX9	02/1993	32	5	70	192	Relleno de cascajo	1350	1000	arenisca

							PCP			
--	--	--	--	--	--	--	-----	--	--	--

[0077] Una cantidad de 270 barriles de diluyente, que es un petróleo crudo ligero de gravedad de petróleo 23 API se mezcló con una mezcla previamente homogenizada de 1.3 barriles de tridecil alcohol 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 y la cubierta. El fluido de estimulación contactó el relleno de cascajo en el fondo del pozo y pasó cerca de 2 pies de penetración en la formación. El pozo se cerró durante un periodo de reacción de 24 horas. El pozo se reinició después y muestra una producción incrementada de aproximadamente 200 bpd que habían sido estables durante un periodo de 60 días.

15

[0078] Otra cantidad de 133 barriles de diluyente, un petróleo crudo ligero de una gravedad de 23 API se mezcló con una mezcla previamente homogenizada de 0.7 barriles de tridecil alcohol de 12 grupos EO y 0.7 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 37 a través del espacio anular entre la tubería y la cubierta. El fluido de estimulación contacto el relleno de cascajo en el fondo del pozo y lo pasó aproximadamente 2 pies de la penetración en la formación. El pozo se cerró durante un periodo de reacción de 24 horas. El pozo se reinició posteriormente y mostró una producción de 80 barriles netos de petróleo por día y ha estado estable durante un periodo de

20

25

60 días después de esto. La producción de petróleo neta antes de la estimulación era de 24 barriles de petróleo neto.

[0079] Estas pruebas piloto establecen que el fluido de estimulación, o formulación, de la presente invención es altamente efectivo para mejorar el flujo de hidrocarburo en la producción a través de medios porosos tratados con el fluido. El fluido se hace de constituyentes rápidamente disponibles, y el método se puede llevar a cabo utilizando equipo conocido ya disponible para inyectar otros fluidos de estimulación de pozo.

[0080] Con base en lo anterior, se demuestra un cambio benéfico en la permeabilidad, a niveles de producción y recuperación del petróleo inicial en el lugar al utilizar la formulación y método de la presente invención.

[0081] Se debe entender que la invención está limitada a las ilustraciones descritas y mostradas aquí, que son consideradas por ser simplemente ilustrativas de los mejores modos de llevar a cabo la invención, y que son susceptibles de modificaciones de forma, tamaño, disposición de partes y detalles de operación. La invención por el contrario está destinada a comprender todas las tales modificaciones que están dentro de su espíritu y alcance como se define por las reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un método de inyección y producción combinadas, que comprende las etapas de:

5 Establecer un pozo de producción y un pozo de inyección en una formación que posee hidrocarburo;

 introducir una mezcla de un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador en cada uno de los pozos de producción y el pozo de inyección de tal manera
10 que la mezcla fluye hacia el medio poroso que rodea el pozo de producción y el pozo de inyección;

 mantener la mezcla en el medio poroso que rodea el pozo de producción en la presencia de agua durante un periodo de tiempo suficiente para formar una
15 película de agua sobre las superficies del medio poroso que rodean el pozo de producción;

 inyectar un fluido de inyección en el pozo de inyección mientras se produce desde el pozo de producción, por medio de lo cual los hidrocarburos
20 fluyen desde el medio poroso alrededor del pozo de inyección hacia el pozo de producción.

2. El método de la reivindicación 1, en donde las superficies del medio poroso antes del tratamiento con la mezcla tiene
25 hidrocarburos adheridos a ellos, 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 que posee hidrocarburo subterráneo que contiene asfalteno y en donde el asfalteno se adhiere a la superficie del medio poroso.

5

4. El método de la reivindicación 1, en donde la etapa de mantenimiento moviliza los hidrocarburos adheridos al medio poroso, y la tapa de inyección produce petróleo movilizadado desde el pozo de producción.

10

5. El método de la reivindicación 3, en donde el hidrocarburo tiene una gravedad API de entre 6 y 16.

6. El método de la reivindicación 3, en donde los hidrocarburos tienen una gravedad API de entre 6 y 12.

7. El método de la reivindicación 1, en donde el tensoactivo se selecciona del grupo que consiste de tensoactivos iónicos, tensoactivos cationicos, tensoactivos no iónicos, tensoactivos anfotéricos y combinaciones de los mismos.

8. El método de la reivindicación 1, en donde el co-tensoactivo es un co-tensoactivo de alcohol

9. El método de la reivindicación 8, en donde el co-tensoactivo de alcohol se selecciona del grupo que consiste de metanol, etanol, propanol, butanol, pentanol, isopropanol, y combinaciones de los mismos.

10. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido portador se selecciona del grupo que consiste de disolventes orgánicos hidrocarburos ligeros, diluyentes, petróleo crudo ligero, agua, solución salina, agua de producción y combinaciones de los mismos.

11. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido portador es un agua de producción con una salinidad mayor de 5000 ppm y un contenido de potasio mayor de 80 ppm.

12. El método de la reivindicación 1, en donde el tensoactivo es un nonil fenol etoxilado que tiene entre 4 y 80 grupos etoxilados, y en donde el co-tensoactivo es metanol y/o etanol.

13. El método de la reivindicación 12, en donde la mezcla contiene cantidades sustancialmente iguales en volumen de tensoactivo y co-tensoactivo.

14. El método de la reivindicación 12, en donde la mezcla contiene cada uno de los tensoactivos y el co-tensoactivo a una concentración de entre 0.001 y 5% en volumen.

15. El método de la reivindicación 12, en donde la mezcla contiene cada uno del tensoactivo y co-tensoactivo a una concentración entre 0.01 y 3% en volumen.

16. El método de la reivindicación 1, en donde la mezcla introducida en el pozo de producción es diferente de la mezcla introducida en el pozo de inyección.
- 5 17. El método de la reivindicación 16, en donde la mezcla introducida en el pozo de producción contiene cada una el tensoactivo y el co-tensoactivo a una concentración de entre 0,5 y 5% en volumen.
- 10 18. el método de la reivindicación 17, en donde la mezcla introducida en el pozo de producción contiene cada una el tensoactivo y el co-tensoactivo a una concentración de entre 1 y 4% en volumen.
- 15 19. El método de la reivindicación 17, en donde la mezcla introducida en el pozo de inyección contiene cada una el tensoactivo y el co-tensoactivo en una concentración de entre 0.01 y 3% en volumen.
- 20 20. El método de la reivindicación 19, en donde la mezcla introducida en el pozo de inyección contiene cada una el tensoactivo y el co-tensoactivo a una concentración de entre 0.1 y 0.5 % en volumen.
- 25 21. El método de la reivindicación 1, en donde las superficies del medio poroso definen el espacio del poro para el hidrocarburo, y en donde las superficies se definen mediante un material seleccionado de cuarzo, feldespato,

mineral silíceo, mineral carbonáceo, arcilla, y combinaciones de los mismos.

22. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido
5 portador es un agua regenerada producida del pozo de
producción después de la ruptura del agua inyectada
proveniente del pozo de inyección al yacimiento.

23. El método de la reivindicación 1, que comprende además
10 las etapas de:

separar el agua producida de una corriente de
producción del pozo de producción;

medir la concentración del tensoactivo y el co-
tensoactivo en el agua producida;

15 ajustar la concentración del tensoactivo y eco-
tensoactivo a un valor de fluido de inyección deseado.

RESUMEN

Un método de inyección y producción combinados incluye las etapas de: establecer un pozo de producción y un pozo de inyección en una formación que posee hidrocarburo; introducir una mezcla de un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador en cada uno de los pozos de producción y el pozo de inyección de tal manera que las mezclas fluyen hacia el medio poroso que rodean el pozo de producción y el pozo de inyección; mantener la mezcla en el medio poroso que rodea el pozo de producción en la presencia de agua durante un periodo de tiempo suficiente para formar una película de agua sobre las superficies del medio poroso que rodean el pozo de producción; e inyectar un fluido de inyección en el pozo de inyección mientras se produce desde el pozo de producción, de esta manera los hidrocarburos fluyen desde el medio poroso alrededor del pozo de inyección hacia el pozo de producción.

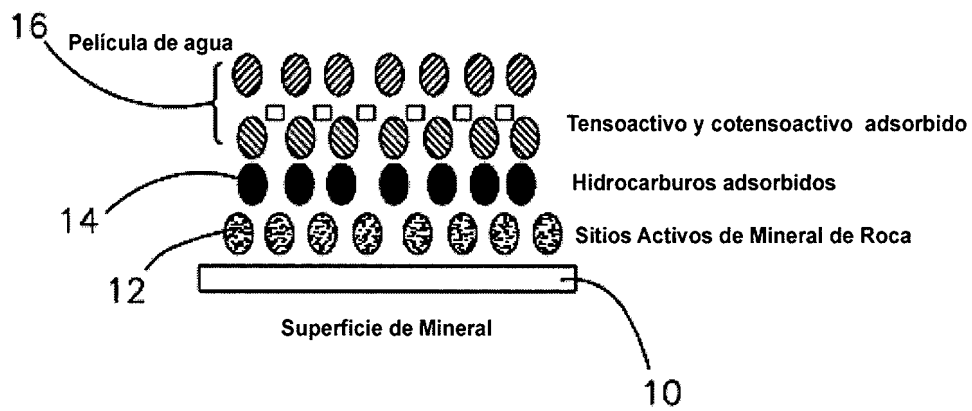


FIG. 1

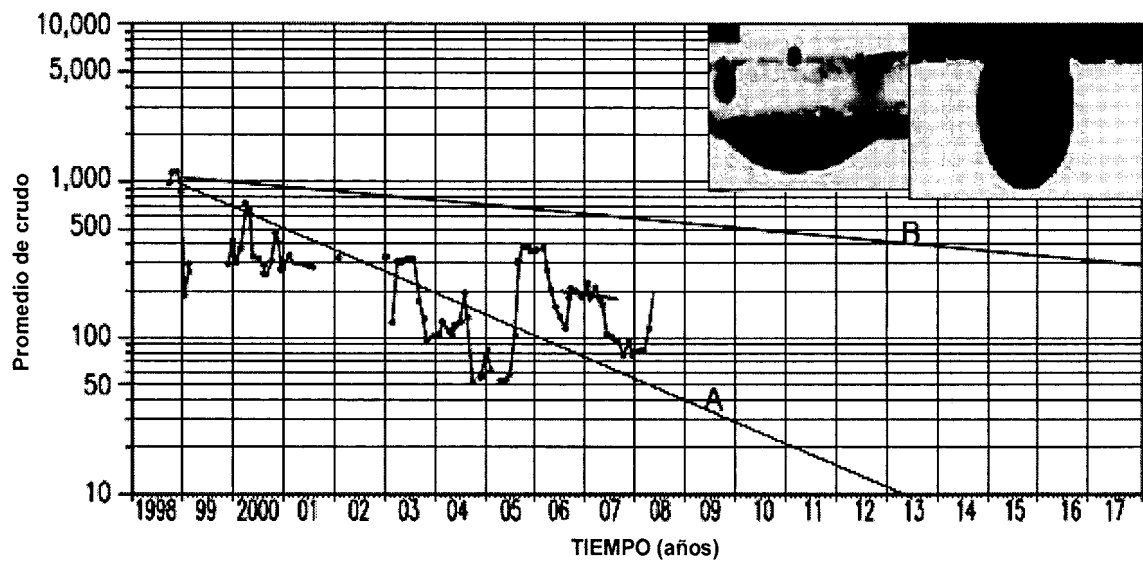
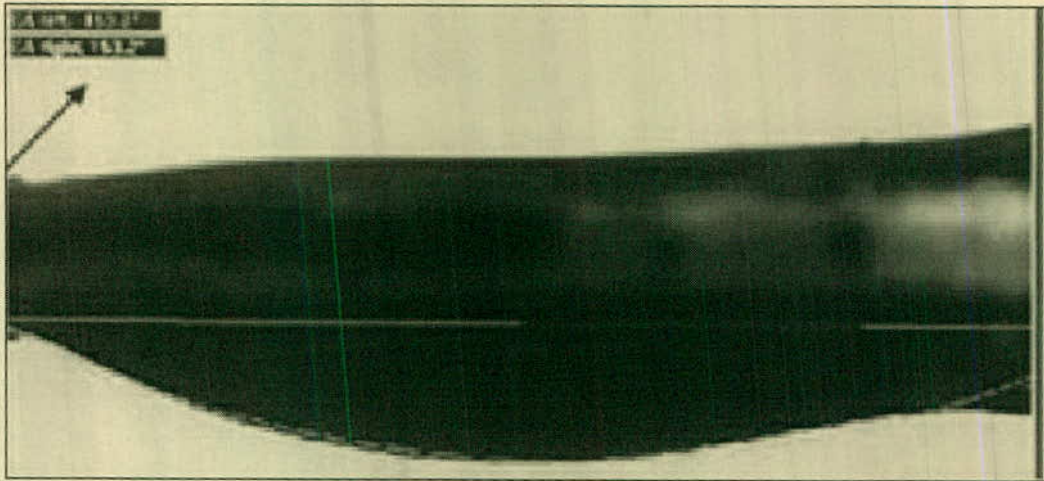
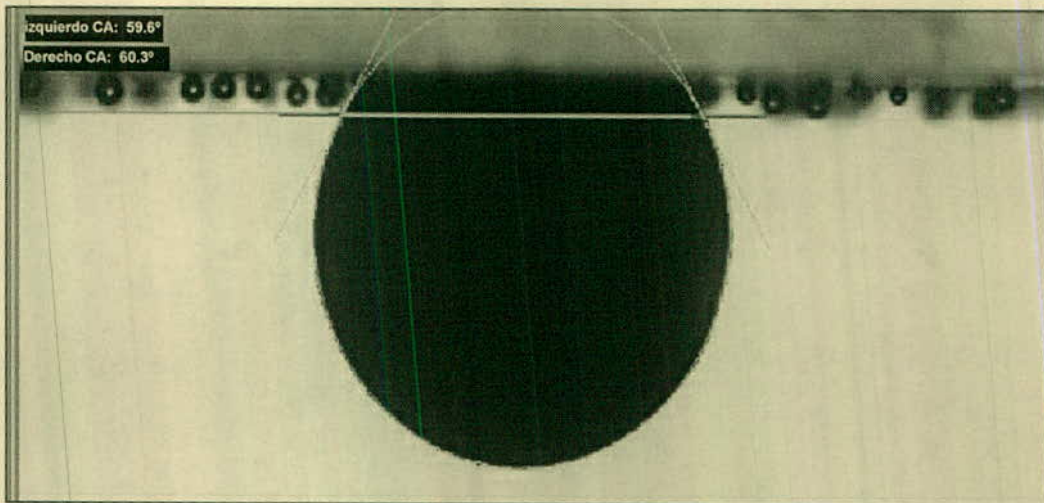
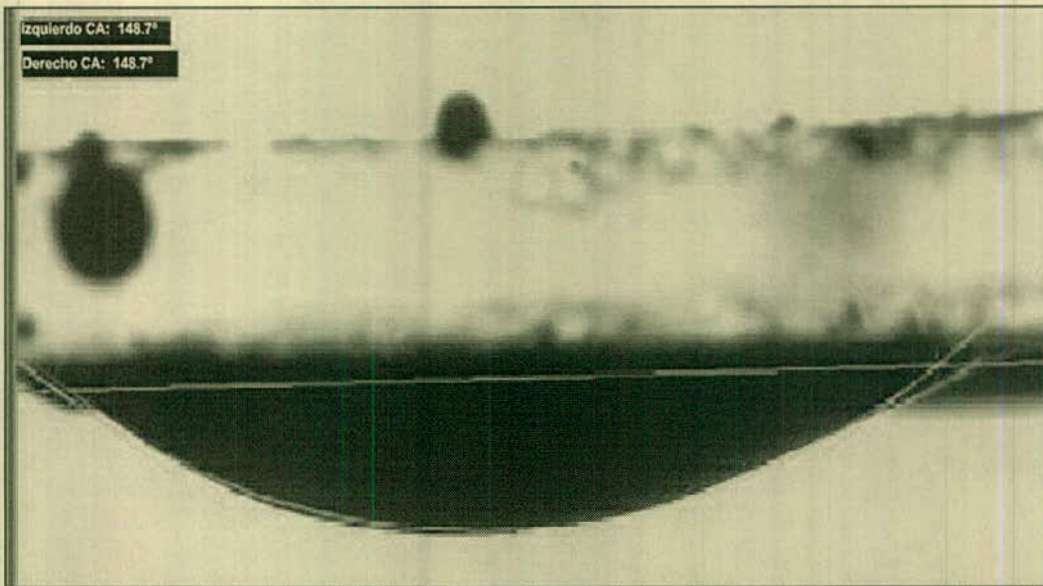


FIG. 2

**FIG. 3****FIG. 4**

**FIG. 5**

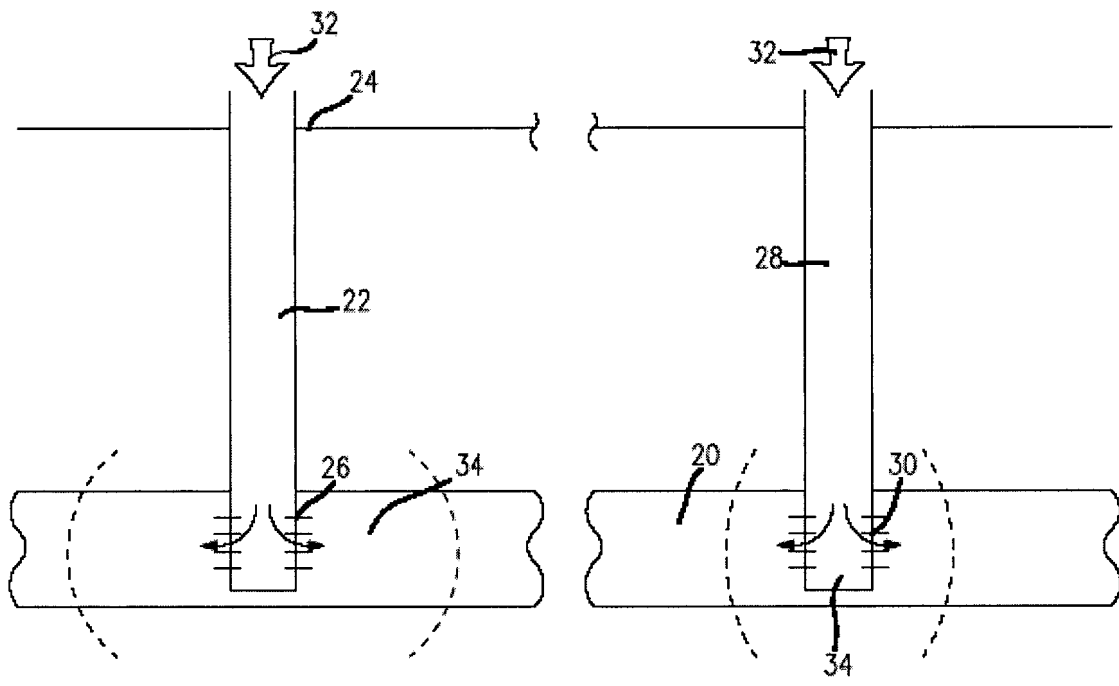


FIG. 6

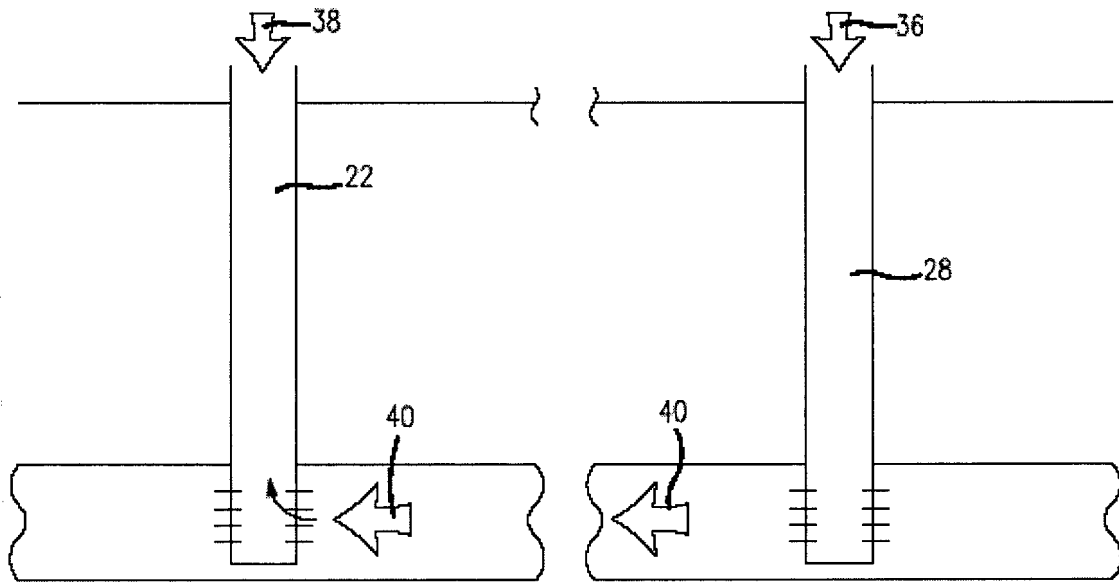


FIG. 7

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

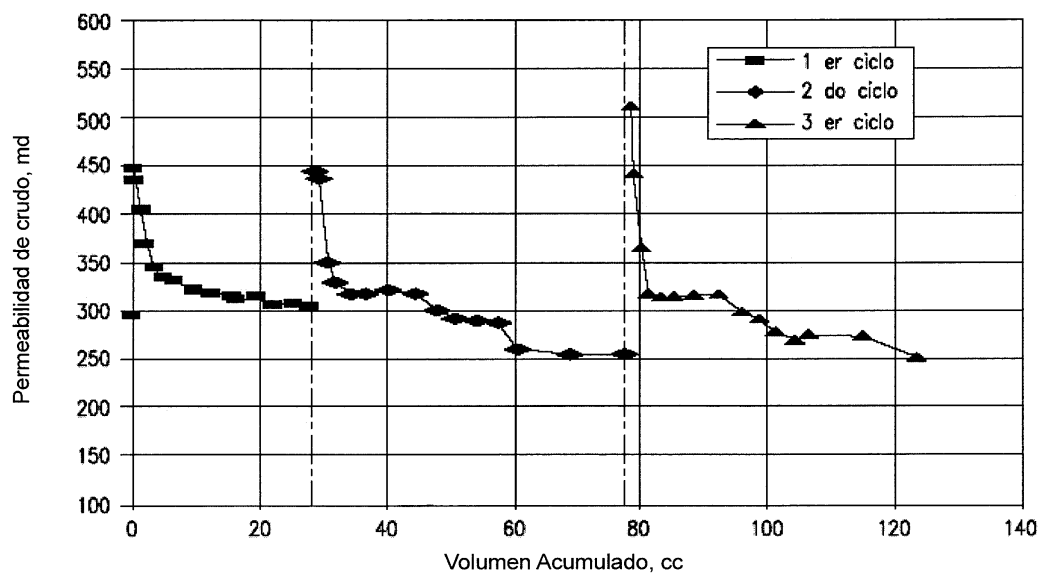


FIG. 8

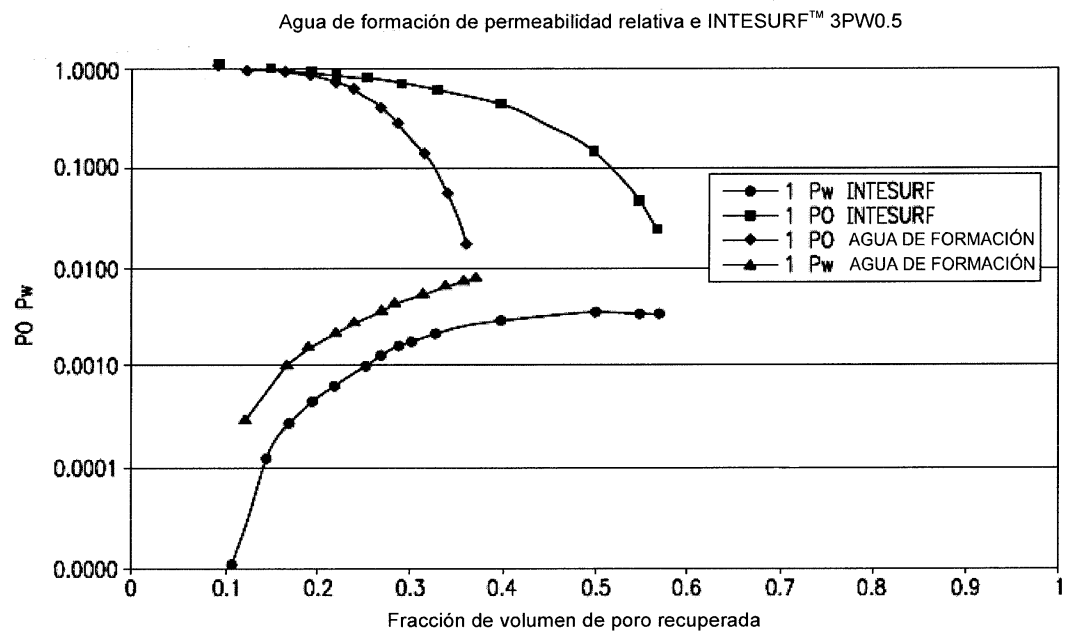


FIG. 9

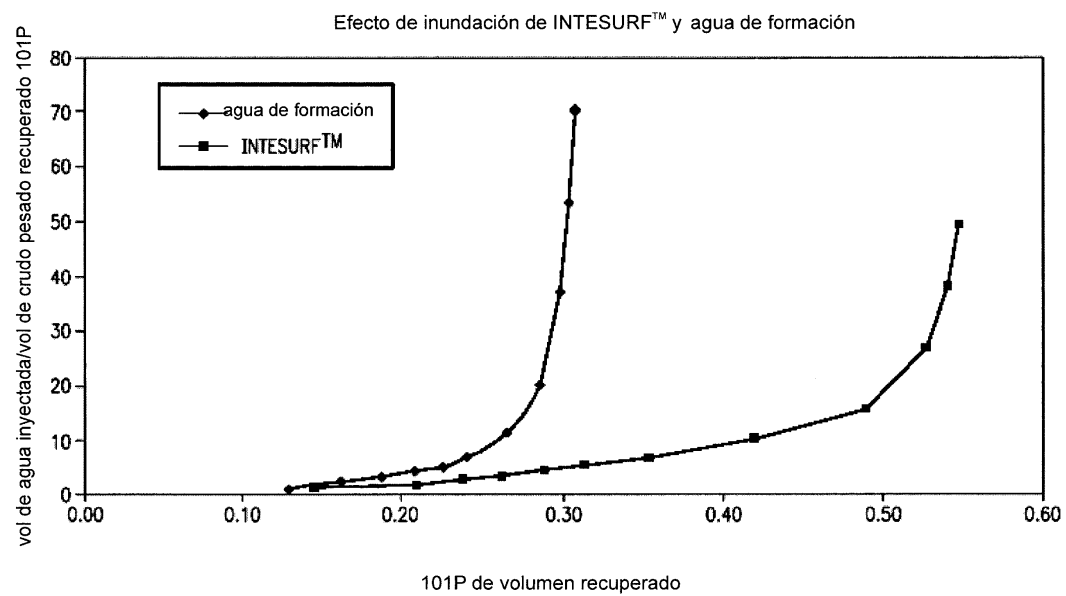


FIG. 10

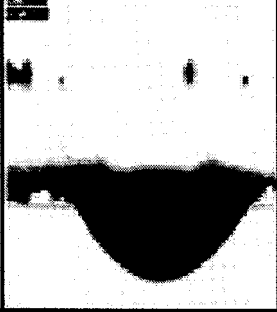
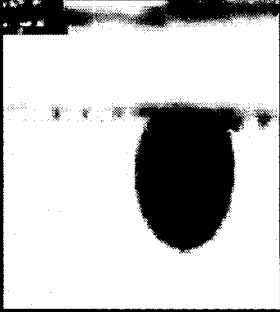
Antes de medición de ángulo de contacto	Fotografía	INTESURF™ Antes de medición de ángulo de contacto	Fotografía
137.5°		45.1°	

FIG. 11

Pedro M. M. 6

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



Ciento noventa y dos (192)
81
NOTARIA PÚBLICA DEL MUNICIPIO
GUACAIPURO DEL ESTADO MIRANDA
RECIBIDO EL: 10-03-2003
PLANILLA N°: 1898-05
VALIDO PARA EL DÍA: 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 Guacaipuro 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 creyeran 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

REPUBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
ESTADO MIRANDA

Intepest

NOMBRE DEL SOLICITANTE: *[Firma]*
NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN: *[Firma]*
NOMBRE LEGAL: *[Firma]*
M-2001 00097678

10000
DIEZ MIL BOLÍVARES
TIMBRE FISCAL
SAITEM

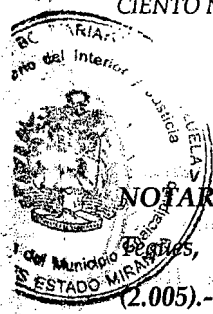
M-2001 00097679
10000
DIEZ MIL BOLÍVARES
TIMBRE FISCAL
SAITEM

[Firma manuscrita]

CIENTO NOVENTA Y SEIS (196)

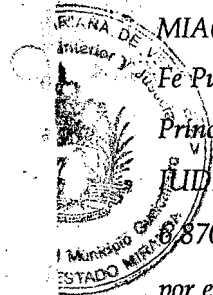
No. 81, Tomo: 30.

REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
MINISTERIO DEL INTERIOR Y JUSTICIA



NOTARIA PUBLICA DEL MUNICIPIO GUAICAIPURO. ESTADO MIRANDA. Los
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-8.870.509 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



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

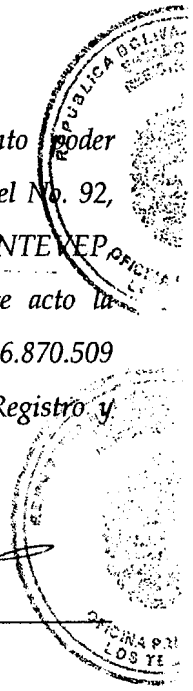
EL NOTARIO PUBLICO

EL (LOS) OTORGANTE (S)



[Signature]
Dra. María del Carmen Escalona Aquino
NOTARIO INTERINO

[Signature]
BLANCA MATILDE NAVARRO LAGUNA



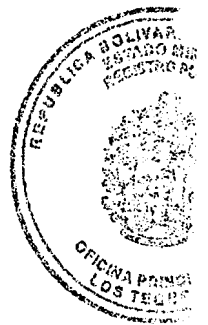
LOS TESTIGOS

[Signature]
[Signature]

Otorgado por:

[Signature]

82.16/3/05
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. 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

1000
Mil Bolívars

F-02 01108679

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

1000
Mil Bolívars

F-02 09861861

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:



OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

361776

te:

ción:



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

1000
Mil Bolívars

F-02 09861785

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

1000
Mil Bolívars

F-02 09861862

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:



OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

361777

te:

ción:



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

1000
Mil Bolívars

F-02 09861863

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:



OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

361778

te:

ción:



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

1000
Mil Bolívars

F-02 09861864

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:



OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

361779

te:

ción:



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA
SENIA

1000
Mil Bolívars

F-02 09861865

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:



OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

61780

te:

ción:



31			31	
32			32	
33	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	1000	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	33
34	SENIA		SENIA	34
35	F-02 09863094		F-02 09863099	35
36	Nombre del solicitante:		Nombre del solicitante:	36
37	Número de identificación:		Número de identificación:	37
38	Fecha:		Fecha:	38
39	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	1000	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	39
40	SENIA		SENIA	40
41	F-02 09863095		F-02 09863100	41
42	Nombre del solicitante:		Nombre del solicitante:	42
43	Número de identificación:		Número de identificación:	43
44	Fecha:		Fecha:	44
45	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	1000	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	45
46	SENIA		SENIA	46
47	F-02 09863084		F-02 09863089	47
48	Nombre del solicitante:		Nombre del solicitante:	48
49	Número de identificación:		Número de identificación:	49
50	Fecha:		Fecha:	50
51	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	1000	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	51
52	SENIA		SENIA	52
53	F-02 09863085		F-02 09863090	53
54	Nombre del solicitante:		Nombre del solicitante:	54
55	Número de identificación:		Número de identificación:	55
56	Fecha:		Fecha:	56
57	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	1000	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	57
58	SENIA		SENIA	58
59	F-02 01082419		F-02 09863079	59
60	Nombre del solicitante:		Nombre del solicitante:	60
61	Número de identificación:		Número de identificación:	61
62	Fecha:		Fecha:	62
63	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	1000	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	63
64	SENIA		SENIA	64
	F-02 01082425		F-02 09863080	
	Nombre del solicitante:		Nombre del solicitante:	
	Número de identificación:		Número de identificación:	
	Fecha:		Fecha:	
	Concepto:		Concepto:	

Redoo Martin 3
1497 - C

31			31
32			32
33			33
34	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA SENIA F-02 09863086 Nombre del solicitante: Número de identificación: Fecha: Concepto:	1000 Mil Bolivares	34
35			35
36			36
37			37
38			38
39			39
40	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA SENIA F-02 09863087 Nombre del solicitante: Número de identificación: Fecha: Concepto:	1000 Mil Bolivares	40
41			41
42			42
43			43
44			44
45			45
46	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA SENIA F-02 09863088 Nombre del solicitante: Número de identificación: Fecha: Concepto:	1000 Mil Bolivares	46
47			47
48			48
49			49
50			50
51			51
52	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA SENIA F-02 09863076 Nombre del solicitante: Número de identificación: Fecha: Concepto:	1000 Mil Bolivares	52
53			53
54			54
55			55
56			56
57			57
58	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA SENIA F-02 09863077 Nombre del solicitante: Número de identificación: Fecha: Concepto:	1000 Mil Bolivares	58
59			59
60	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA SENIA F-02 09863078 Nombre del solicitante: Número de identificación: Fecha: Concepto:	1000 Mil Bolivares	60
61			61
62			62
63			63
64			64

República Bolivariana de Venezuela



MINISTERIO DEL INTERIOR Y JUSTICIA

Se legaliza la firma que antecede de la ciudadana

ROSA CARREÑO ESCOBAR

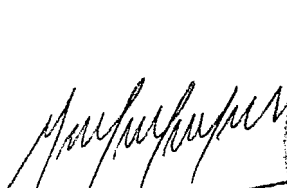
quien es como se titula, **Registradora Principal del Estado Miranda**

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



122668

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO NIT : 800.176.089-2 - / -					
 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA			No. 12 - 109572	
				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. 12-187277- -00000-0000 Fecha: 2012-10-22 16:58:56 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO Act. 411 PRESENTACION Folios: 66					
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					

122668

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO NIT : 800.176.089-2 - / -					
Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA			No. 12 - 108659	
				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	
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. 12-187277- -00000-0000					
Fecha: 2012-10-22 16:58:56 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR					
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO					
Act. 411 PRESENTACION Folios: 66					
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 - 16:11:16					

122668

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO NIT : 800.176.089-2 - / -					
Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA			No. 12 - 0068229	
				Bogotá D.C., Julio 05 de 2012 - 17:23:35	
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	452410055	04/07/2012	27.871.000.00
*** Conceptos Pagados ***					
CANT. RENTISTICO	CONCEPTO			Vr. UNDITARIO	Vr. CONCEPTO
13 50005-01-01 SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INICIALES			30.000.00	390.000.00
					\$390.000.00
=====					
SON: **TRESCIENTOS NOVENTA MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**					
Responsable: _____					
Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____					
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO					
					
No. 12-187277- -00000-0000					
Fecha: 2012-10-22 16:58:56 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR					
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO					
Act. 411 PRESENTACION Folios: 66					
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					
Julio 5 de 2012 - 17:23:42					



No. 12-187277- -00000-0000

Fecha: 2012-10-22 16:58:56 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 411 PRESENTACION Folios: 66

PATENTE DE INVENCION

☒

MODELO DE UTILI.

☐

TRAMO DECISION 400/00

☒	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	☐