

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL

División de Nuevas Creaciones

SOLICITUD
PATENTE DE INVENCION

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 12-187288- -00000-0000

Fecha: 2012-10-22 17:02:16 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve. 1 REGDEPOSITO
Act. 411 PRESENTACION Folios: 56

21. **EXPEDIENTE No.** _____

54. **TITULO** _____
FLUIDO DE TRABAJO/CONTROL PARA POZOS DE CRUDO PESADO Y
EXTRAPESADO

51. **CLASIFICACION INTERNACIONAL** _____

71. **SOLICITANTE** _____
INTEVEP, S.A.

DOMICILIO _____
CARACAS, VENEZUELA

74. **APODERADO** _____
CON PABLO CADENA SARMIENTO

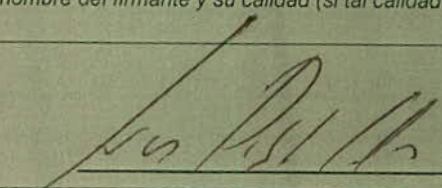
22. **BOGOTÁ, D.C.** _____

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO  No. 12-187288- -00000-0000 Fecha: 2012-10-22 17:02:16 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Tra. 2 PATENTES Eve. 1 REGDEPOSITO Act. 411 PRESENTACION Folios: 56
---	--

AS. 122.670

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	
FLUIDO DE TRABAJO/CONTROL PARA POZOS DE CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO			
4	SOLICITANTE (S) ☐ Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL		NOMBRE	IDENTIFICACIÓN
1. INTEVEP, S.A.			
5	DATOS DEL SOLICITANTE		
DIRECCIÓN		Apartado 76343, 1070A	
CIUDAD		Caracas	
DEPARTAMENTO/ESTADO			
PAÍS DE RESIDENCIA		VE	
		No. TELÉFONO	
		CORREO ELECTRÓNICO	
		NACIONALIDAD O	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	
CIUDAD		Bogotá, D.C.	
PAÍS		CO	
		No. TELÉFONO	7442200
		CORREO ELECTRÓNICO	
		No. RADICACIÓN O PROTOCOLO DE PODER GENERAL	
9	DECLARACIONES DE PRIORIDAD ☒ SI ☐ NO		
(33) PAÍS DE ORIGEN		CÓDIGO PAÍS	(31) NÚMERO
1. US		US	13/529,140
2. US		US	61/549,534
3.			
		(32) FECHA (AAAA/MM/DD)	
		2012/06/21	
		2011/10/20	

10	DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS		
<i>Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de recursos genéticos o biológicos de los que cualquiera de los países miembros de la Comunidad Andina es país de origen.</i> ☐ SI ☒ NO Nota: En caso afirmativo deberá anexar copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, o certificado o número de registro, expedido por la Autoridad competente.			
11	DECLARACIÓN SOBRE USO DE CONOCIMIENTOS TRADICIONALES		
<i>Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de conocimientos tradicionales de comunidades indígenas, afroamericanas o locales de países miembros de la Comunidad Andina.</i> ☐ SI ☒ NO Nota: En caso afirmativo deberá anexar la licencia o autorización de uso de conocimiento tradicional, o certificado o número de registro.			
12	REDUCCIÓN DE TASAS		
<i>Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.</i> ☐ SI ☒ NO Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.			
Micro, pequeñas y medianas empresas ☐ Universidades públicas o privadas ☐ Entidades sin ánimo de lucro ☐			
Debe aportar los documentos que se indican en el numeral 17 de anexos			
13	AUTORIZACIÓN DE NOTIFICACIÓN EN LÍNEA ☒ SI ☐ NO		
Manifiesto que he leído y entendido perfectamente los términos y condiciones de uso de medios electrónicos para las notificaciones en línea a través de Internet de los actos administrativos proferidos por la Superintendencia de Industria y Comercio que deben ser notificados personalmente y, en consecuencia, autorizo el servicio de notificación a través de internet.			
14	PARA PUBLICAR A PARTIR DE LA FECHA DE PRESENTACIÓN O DE LA PRIORIDAD INVOCADA:		15 COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO
Si es Patente de Invención ☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 18 meses ☐ Otro Cual:		Si es Patente de Modelo de Utilidad ☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ Otro Cual:	No. 12-109894, 12-40293, 12-109569, 109570 Fecha: 22-10-12
16	FIRMA DEL SOLICITANTE, DEL APODERADO O DEL REPRESENTANTE LEGAL		
<i>Junto a cada firma, indicar el nombre del firmante y su calidad (si tal calidad no es obvia al leer el petitorio)</i> 			
17	ANEXOS		
Documentación Técnica		Documentación Jurídica	
1. ☒ Descripción N° de folios: 3-32 2. ☒ Reivindicaciones N° Reivindicaciones: 15 3. ☒ Dibujos y/o figuras N° folios: 37-45 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.		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.	

**FLUIDO DE TRABAJO/CONTROL PARA POZOS DE CRUDO PESADO Y EXTRA
PESADO.**

REFERENCIA CRUZADA A SOLICITUDES RELACIONADAS

5 [0001] Esta solicitud es una continuación en parte de la
solicitud de Patente U.S. Serie No. 12/973, 022 que se presentó en
Diciembre 20, 2010. Esta solicitud también reivindica el beneficio
de la solicitud provisional 61/549, 534 que se presentó en Octubre
20 2011.

10

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

[0002] La invención se relaciona con una formulación y método
para usar el mismo para mejorar la productividad de pozo en
yacimientos de hidrocarburos.

15

[0003] La mejora en la productividad de los pozos de petróleo
pesado y extra pesado tales como aquellas encontradas en la Franja
del Río Orinoco en Venezuela es claramente deseable. En algunos de
los yacimientos más grandes de petróleo pesado y extra pesado en
20 el mundo están en Venezuela y mantienen petróleo que tiene una
gravidad API en el rango de 6 a 16. Desafortunadamente, la tasa de
producción de mucho de este petróleo es inaceptable.

[0004] Es una alta preocupación en la explotación de
25 yacimientos de petróleo pesado y extra pesado incrementar la
productividad durante el tiempo de vida del pozo. Con estos pozos,
los esquemas de producción primaria en frío se abandonan
rápidamente en favor de los métodos térmicos para mejorar la
fluidez del pozo al reducir la viscosidad del petróleo en el
30 yacimiento. Estos procesos son costosos y también producen todavía
un rendimiento bajo en términos de recuperación final. Ellos

también tienen serios problemas de producción de gas sulfuroso tal como H_2S y CO_2 que son muy costosos de manejar. Tales métodos de recuperación térmica producen típicamente recuperación de petróleo final por debajo de 35 - 40%.

5

[0005] Las areniscas petroleras de la Franja del Río Orinoco pesadas y extra pesadas Venezolanas son yacimientos excepcionales. El 60% de los yacimientos de este tipo tiene un valor KH/U entre 40 y cerca a 1000 en muchos casos. A diferencia de otros yacimientos, sin embargo, el petróleo en los yacimientos de petróleo extra pesado venezolano es fluible a condiciones de yacimiento.

[0006] Aún estos pozos, sin embargo, tienen una recuperación final en producción en frío que es muy baja y quizás en muchos casos esté por debajo de de tres (3) por ciento del petróleo original en el lugar. Las condiciones para el flujo del petróleo en aquellos 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 la forma natural en el petróleo nativo, son capaces mediante las interacciones fluido natural roca de generar una condición de mojabilidad al petróleo en la superficie de los componentes minerales naturales de la arenisca. Esto produce las condiciones más adversas para el flujo del petróleo en un medio poroso. Esta es una condición de mojabilidad al petróleo natural del medio 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.

[0007] Subsiste la necesidad de mejora en las tasas de producción 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.

RESUMEN DE LA INVENCION

[0008] Como respuesta a los anteriores problemas, especialmente en aquellas condiciones de mojabilidad al agua natural 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 fríos y también en la producción de pozos utilizando métodos térmicos. El resultado se refleja por una mejor tasa de flujo en el pozo, un descenso de la presión inferior, y una recuperación mejorada del área de drenaje de la formación.

[0009] De acuerdo con la invención, se suministra un método para alterar las condiciones de flujo en un medio poroso que contiene hidrocarburos, cuyo método comprende las etapas de preparar una mezcla de un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador, transportar la mezcla al medio poroso; y mantener la mezcla en el medio poroso en la presencia de de agua durante un periodo de tiempo suficiente para formar una película de agua sobre la superficie del medio poroso.

[0010] Se debe apreciar que la etapa de mantenimiento involucra mantener la mezcla en el pozo bajo condiciones de flujo sustancialmente estáticas para permitir que se forme una película

de agua según se desee. Así, de acuerdo con la invención, el tratamiento es ventajosamente llevado a cabo durante otro servicio del pozo cuando la producción o perforado se detiene por alguna razón, tomando ventaja de esta manera del tiempo muerto del pozo y ganando una ventaja del flujo en el pozo mientras el flujo está siendo rehabilitado.

[0011] De acuerdo con la invención, por lo tanto, se suministra un método para mejorar las condiciones de flujo en un medio poroso mientras que rehabilitar un pozo que penetra al medio poroso, comprende las etapas de: detener la perforación o actividades de producción en el pozo; introducir un fluido de control de pozo en el pozo, el fluido de control de pozo comprende una mezcla de un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador; y mantener el fluido de control de pozo en el pozo y el medio poroso en la presencia de agua mientras que el pozo está siendo rehabilitado, de tal manera que el fluido penetra al medio poroso y forma una película de agua sobre la superficie del medio poroso; y cuando la rehabilitación del pozo se termina, reasumir la perforación o actividades de producción en el pozo.

[0012] El resultado del tratamiento de la presente invención es una superficie tratada novedosa que mejora el flujo de hidrocarburos a través de poros definidos por la superficie tratada, y esto comprende un medio poroso que tiene superficies de poro y que contiene hidrocarburo pesado que incluye asfaleno, en donde el asfaleno se adhiere a las superficies de poro, y en donde la película de agua se adhiere a las superficies de poro y al asfaleno.

30

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[0013] 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 [0014] La FIG. 1 ilustra esquemáticamente una superficie tratada de acuerdo con la invención;

[0015] La FIG. 2 ilustra tasas de flujo típicas y preferidas de un pozo de producción de hidrocarburo;

10

[0016] Las FIG. 3 y 4 ilustran una placa de vidrio de prueba que tiene mojabilidad al petróleo en la FIG. 3, y que se ha tratado de acuerdo con la presente invención en la FIG. 4;

15 [0017] La FIG. 5 muestra la placa de prueba que tiene una mojabilidad al petróleo aún después de limpiar el disolvente;

[0018] Las FIGS. 6-8 ilustran el método de la presente invención que está siendo llevado a cabo mientras un pozo está
20 siendo rehabilitado;

[0019] La FIG. 9 ilustra la prueba de permeabilidad de regreso utilizando la formulación y método de la presente invención con tres ciclos de inyección en un tapón núcleo del yacimiento;

25

[0020] La FIG.10 ilustra curvas de permeabilidad relativa en un tapón núcleo del yacimiento utilizando agua de formación y la formulación de la presente invención con agua producida como un fluido portador;

30

[0021] La FIG.11 ilustra una placa de vidrio de prueba antes de que se trate la placa con la formulación de la presente invención y después del tratamiento y 24 horas de tiempo de reacción con fluidos del pozo CD 1405 del campo Cabrutica, División Junín, Franja del Río Orinoco;

[0022] La FIG.12 ilustra la evolución del pozo VB19 en parámetros como presión de admisión de bomba, bomba de cavidad progresiva rpm antes y después del tratamiento con la formulación de la presente invención; y

[0023] La FIG. 13 ilustra los parámetros en el fondo del pozo monitoreados reportados como presión de admisión de bomba, bomba de cavidad progresiva rpm en el pozo VD 18 del campo Petrocedeño, Venezuela antes y después del tratamiento con la formulación de la presente invención.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

[0024] La invención se relaciona con un fluido de formulación o estimulación que tiene una mezcla 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 ventajosamente para alterar las condiciones de flujo en la formación para mejorar la producción de hidrocarburos de formaciones que poseen hidrocarburo. Esto se puede hacer en cualquier momento adecuado, pero un momento particularmente útil para tratar el pozo y la formación es cuando el pozo está paralizado para rehabilitación.

[0025] Como se mencionó anteriormente, muchos depósitos 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. En 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 de mojabilidad al petróleo en el yacimiento. Como se detalló anteriormente, este ambiente de flujo de mojabilidad al petróleo no conduce de ninguna manera la producción de aquellos hidrocarburos provenientes de la formación. Además, como se demostrará adelante, este asfalteno no se remueve fácilmente en razón de que una porción del hidrocarburo se adsorbe en la superficie de la roca haciendo aún las superficies limpias de mojabilidad al petróleo y, por lo tanto, desfavorables para el buen flujo de hidrocarburo. De acuerdo con la invención, se forma una película de agua sobre las superficies de la roca y también sobre el hidrocarburo adsorbido químicamente de tal manera que las superficies cuando se recubren de esta manera tienen mojabilidad al agua. Esto incrementa en gran medida la fluidez de los hidrocarburos a través de la formación de roca tratada.

[0026] 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 la 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, el volumen de hidrocarburo en

la formación que se destina para producción. Esta película de agua incrementa el flujo de hidrocarburos a través de la formación, y mejora de esta manera la producción de hidrocarburo de la formación. Durante un periodo de tiempo, la película de agua eventualmente es removida por los fluidos que fluyen pasando la película, en cuyo punto la mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo de la presente invención puede de nuevo ser introducida en la formación que contiene hidrocarburo para de nuevo depositar una película de agua fresca para uso en el siguiente periodo de producción. Este tratamiento de seguimiento puede ser hecho ventajosamente en cada pozo que se rehabilita, manteniendo de esta manera una película de agua en su lugar según se desee.

[0027] De acuerdo con la invención, la mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo contiene preferiblemente tensoactivo, co-tensoactivo y un fluido portador, cada uno de los cuales tiene los siguientes constituyentes preferidos.

[0028] El tensoactivo se selecciona preferiblemente del grupo que consiste de 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 a 60 grupos etoxilados.

[0029] 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 - 55, ácidos grasos de 9-20 EO, n-tetradecanol de 9- 20 EO, n-hexadecanol de 9- 20 EO, laurato de sorbitán y alcoholes grasos poli etoxilados con un número EO de 4 a 25, preferiblemente 9 - 20. Los tensoactivos iónicos adecuados incluyen pero no están limitados a sulfatos de

n-alquilo de K o Na, cloruro de n- alquil trimetil amonio y combinaciones de los mismos.

[0030] 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, isopropanol, y combinaciones de los mismos. El co-tensoactivo más preferido es metanol y/o etanol.

10

[0031] El fluido portador se puede seleccionar del grupo que consiste de disolventes orgánicos, hidrocarburos ligeros, diluyentes, petróleo crudo ligero y combinaciones de los mismos, agua salina, agua de formación producida y agua. 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 compatible con los fluidos de la formación y los minerales presentes en la roca de formación. Un ejemplo es el agua producida de los pozos en el mismo campo o agua potable con la misma salinidad de la solución salina de la formación y los aditivos de control de arcilla.

20

[0032] La mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo se prepara preferiblemente teniendo cantidades sustancialmente iguales en volumen del tensoactivo y co-tensoactivo, y la mezcla total con el fluido portador contiene preferiblemente cada uno del tensoactivo y co-tensoactivo en una cantidad entre 0,5 y 5% en volumen, más preferiblemente entre 1 y 4% en volumen.

25

30

[0033] De acuerdo con la invención, la mezcla de tensoactivo/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 fluido de estimulación en una formación que produce hidrocarburo, por ejemplo a través de un pozo ubicado en la superficie de la formación subterránea, de tal manera que la mezcla penetre en 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. No existe límite en la cantidad de fluido que se puede drenar a la formación en razón a que en todas las distancias, el contacto de la superficie de la roca con el fluido será benéfico. El área de penetración en la formación es el área a ser tratada de acuerdo con la presente invención.

15

[0034] Una vez que un volumen suficiente de fluido se bombea hacia la formación, este volumen es luego mantenido en lugar en la formación en la presencia de agua. La tapa de mantenimiento durante la duración de un procedimiento de rehabilitación de pozo que requeriría un corte temporal del pozo, y en cualquier evento el mantenimiento también debe ser durante un tiempo suficiente para formar la película de agua deseada sobre las superficies de los espacios del poro del hidrocarburo y también sobre los hidrocarburos adheridos a estas superficies. Esto suministra ventajosamente un ambiente de flujo de 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 natural con mojabilidad petróleo presente en el pozo bajo las condiciones de formación natural en donde los hidrocarburos pesados, y especialmente los asfaltenos, se adhieren a las

30

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 y un rango preferido de tiempo entre 18 y 24 horas. Cualquier tiempo adicional no afectará los beneficios del tratamiento en la formación.

[0035] La producción del pozo tratado se puede conducir mientras se monitorea el descenso del nivel de la presión en el pozo, y cuando la presión cae suficientemente, o el pozo de nuevo requiere rehabilitación, la formación se puede tratar de nuevo de acuerdo con la presente invención.

[0036] 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 la superficies de poro sería benéfica para la producción de hidrocarburo total de la formación. Una aplicación particularmente deseable de la presente invención es en formaciones que tienen hidrocarburos con una gravedad API de entre 6 y 16, y aún más preferiblemente en formaciones que contienen hidrocarburos que tienen una gravedad API de entre 6 y 12. Estos depósitos de hidrocarburo pesado y extra pesado en ciertas áreas típicamente son muy grandes en 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. Estas formaciones de roca típica que contienen tales hidrocarburos tienen espacios de poro que definen el volumen vacío que mantienen los hidrocarburos y que crean la permeabilidad que le permite a los hidrocarburos fluir. La roca que define las superficies de poro de estas formaciones se definen típicamente por cuarzos, el

feldespar, mineral silíceo, mineral carbonáceo, arcillas y combinaciones de las mismas.

[0037] La FIG. 1 ilustra esquemáticamente una superficie de una
5 formación que posee hidrocarburo tratado de acuerdo con la presente invención. Como se ve en la FIG. 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
10 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.

15 [0038] De acuerdo con la invención, la mezcla de tensoactivo/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 de mineral roca
20 12 de la superficie mineral 10. La FIG.1 muestra la mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo adsorbida en la forma de película de agua 16 que se ilustra esquemáticamente como una capa doble para representar la mezcla tensoactivo/co-tensoactivo. Esto produce una condición de mojabilidad al agua en la superficie, que mejora
25 el flujo del hidrocarburo a través de las áreas de flujo y el espacio de poro definido por tal superficie tratada. El agua que forma la película puede ser agua ya presente en los fluidos de formación de roca y/o del fluido portador si se utiliza el agua que contiene el fluido portador. La salinidad del agua puede estar
30 en el rango de entre 80 ppm hasta 45.000 ppm.

[0039] El descenso del nivel de la presión, o la caída de presión de la formación al hueco del pozo, es una buena medida para la fluidez en la formación. Cuando el descenso del nivel de la presión es relativamente pequeño, esto indica buenas propiedades de flujo en la formación al pozo. Mientras se produce en un pozo que ha sido tratado de acuerdo con la invención, es deseable monitorear el descenso del nivel de la presión, y después de que una cierta cantidad de petróleo se ha producido del pozo tratado, el descenso del nivel de la presión comienza a incrementarse. Este incremento en el descenso del nivel de la presión indica que la película de agua se ha desgastado o removido debido al flujo de velocidad relativamente alto 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 natural en la superficie mineral. En esta etapa, de acuerdo con la invención, el pozo se puede tratar de nuevo con la misma formulación, y este proceso se puede repetir tantas veces como sea necesario hasta que ya no fluyan fluidos de hidrocarburo al pozo aún después del tratamiento. Con la estimulación cíclica, el medio poroso mejorará la recuperación final del petróleo inicial en el lugar en el área de drenaje mediante la producción en frío en potencialmente muchas veces la cantidad de 3% típicamente reportada como el rendimiento del pozo obtenido son estimulación. La presente invención también reduce el tiempo y la necesidad de procesos térmicos costosos para alcanzar este nivel de recuperación de petróleo. Además, el tratamiento se lleva a cabo durante periodos cuando el pozo está bajo para otra rehabilitación, maximizando de esta manera la eficiencia total al reducir o al evitar de todas maneras cualquier

tiempo muerto solamente para el tratamiento de acuerdo con la invención.

[0040] La FIG.2 ilustra tasas de flujo típicas y deseadas de un
5 pozo de producción de hidrocarburo. Los arranques y paradas mostrados en el flujo actual muestran una tendencia (línea A) que no es deseable, aunque un comportamiento de presión preferido se muestra en la línea B. La diferencia del área entre las líneas A y línea B es una indicación de la mayor recuperación del petróleo
10 proveniente del mismo pozo en la misma área drenada del pozo.

[0041] Regresando a las Figuras 6-8, se muestra un pozo 22 que se extiende desde la superficie 24 en la formación subterránea 26. El pozo 22 se comunica con la formación 26 a través de las
15 perforaciones 28. De tiempo en tiempo, tal pozo debe ser sacado de producción, por ejemplo para rehabilitación de varios equipos de superficie, pruebas de presión estáticas y similares. Cuando tal procedimiento va a ser realizado, es típico dejar una columna de fluido en el pozo para balancear la presión de la formación. De
20 acuerdo con este aspecto de la invención, la mezcla anteriormente descrita de tensoactivo y co-tensoactivo se utiliza para balancear simultáneamente la presión de la formación y tratar la humectabilidad del medio poroso en la formación también. Así, la FIG.6 muestra la mezcla 30 que está siendo introducida al pozo 22,
25 y la FIG.7 muestra la mezcla 30 que está siendo mantenida en el pozo 22 mientras que se lleva a cabo la rehabilitación (esquemáticamente ilustrada en 32).

[0042] Se debe notar que mientras que las figuras 6-8 se
30 presentan en términos de un pozo de producción, el método de uso de la mezcla de tensoactivo y co-tensoactivo de acuerdo con la

invención pueda ser de manera similar ventajosamente aplicada al pozo durante la perforación cuando las operaciones de perforación tienen que ser suspendidas por varias rehabilitaciones y similares. Durante las detenciones, la presión en la formación debe de manera similar ser balanceada y se deja típicamente una columna de fluido en el pozo para este propósito. En razón a que las condiciones de flujo en el pozo mismo son aún importantes para un flujo efectivo, así como potencialmente algunos de los medios porosos a través de los cuales se conducen a perforación, que mantiene la mezcla de tensoactivo/ co-tensoactivo en el pozo durante un descanso de la perforación puede ser similarmente ventajoso.

[0043] Luego de completar la rehabilitación, el pozo 22 puede ser regresado al servicio, preferiblemente mientras se recupera la mezcla para uso en otros pozos. La FIG.8 muestra el pozo 22 regresando a operación normal lo que se indica esquemáticamente mediante la flecha 34.

[0044] En pozos desviados, horizontales, y/o multilaterales, la formulación se puede utilizar de la misma manera. En aquellos casos, el drenaje de la formación al medio poroso ocurrirá a través de los mejores canales de flujo en el pozo que producen la mojabilidad al agua y haciéndola altamente conductiva a los canales de petróleo mejorando de esta manera el flujo de petróleo al pozo. En el caso de pozos horizontales donde el descenso del nivel de la presión es muy alto y en la inclinación del pozo, durante el tratamiento mientras se hace rehabilitación del pozo por las bombas, barras, remplazos de tubería u otros trabajos de servicio, el uso de la formulación de la presente invención como un fluido de rehabilitación será muy benéfico para la producción

de petróleo. Cuando la presión del yacimiento es suficientemente alta de tal manera que el fluido de rehabilitación se mantiene alejado de la superficie de la roca, se puede bombear algún volumen de fluido a la formación mientras se hace la
5 rehabilitación para estimular la formación del pozo.

[0045] El siguiente ejemplo ilustra adicionalmente la invención y los resultados que se obtienen utilizando el mismo.

10 Ejemplo 1

[0046] Petróleo crudo y agua proveniente de varios pozos en diferentes áreas de los campos de la Franja del Río Orinoco fueron recolectadas. El petróleo y el agua se colocaron en recipientes de vidrio cerrado a varias saturaciones de petróleo y agua, en
15 condiciones de yacimiento y la salinidad del agua, y la temperatura, 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 una condición de mojabilidad al agua y además que cambia naturalmente a mojabilidad
20 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 ángulos de contacto en la temperatura del pozo que varía desde la mojabilidad al agua en la
25 condición inicial a mojabilidad al petróleo después de tres semanas de proceso de envejecimiento en los vasos a condiciones de yacimiento.

[0047] Después de este tratamiento, las placas de vidrio
30 tuvieron un ángulo de contacto con el petróleo que muestra una condición de mojabilidad al petróleo fuerte como se puede ver en

la FIG.3, que muestra el petróleo esparciéndose sobre la superficie de la placa.

[0048] Cada placa fue entonces colocada en un beaker durante un tiempo de reacción con una mezcla de cantidad igual de los fluidos del pozo en un promedio de 18% de agua de formación y 82% de petróleo pesado extra a una temperatura de 145°F, con la formulación de la presente invención, que en este ejemplo particular comprende una solución de 1% de volumen de tridecanol con 16 grupos etoxilados y 1% de volumen de etanol, mezclados ambos con 98% de diluyente que era un hidrocarburo ligero con un corte de hidrocarburo ligero utilizado en el área de producción para mejorar la fluidez del petróleo extra pesado en las condiciones de superficie. La mezcla y la placa fueron mantenidas durante un tiempo de exposición de 8 horas a temperatura de yacimiento de 145°F y la medición de ángulo de contacto mostró un reverso de la humectabilidad proveniente de la mojabilidad al petróleo como se muestra en la FIG.3 a mojabilidad al agua como se muestra en la FIG.4. Nótese que el burbujeo del petróleo, y que el ángulo del contacto indican claramente la ahora superficie impregnada con agua.

[0049] Regresando al ejemplo, las placas de vidrio fueron entonces embebidas con una solución de disolvente mutuo durante más de veinticuatro (24) horas para remover la película de agua y cualquier hidrocarburo visible. Las placas de vidrio limpiadas mostraron una superficie clara y limpia, pero cuando se colocó una caída de agua sobre la placa, la caída de agua no se esparció sobre la superficie. El ángulo de contacto se midió con la placa a un exhibiendo una condición de mojabilidad al petróleo, como se muestra en la FIG. 5.

[0050] Esto indica que aunque la superficie de mineral, tal como arenisca, se pueda limpiar de hidrocarburos adheridos aún sobre esa superficie, subsiste la película químicamente absorbida de hidrocarburo y por lo tanto sobre tal superficie mineral 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 del petróleo en un medio poroso. Así, aún al comprometer el costo y las etapas de remover los asfaltenos adheridos, la superficie limpia resultante permanece con mojabilidad al petróleo.

[0051] El uso de la formulación y el método de la presente invención crean una película de agua sobre la superficie mineral, que cubre los hidrocarburos químicamente adsorbidos previamente. Esta película crea una interface que conducirá al flujo de hidrocarburo durante periodos muy largos de tiempo entre los ciclos de estimulación. Un muy bajo descenso en el nivel de la presión se logra con unas tasas de flujo de petróleo crecientes, suministrando de esta manera grandes beneficios a la productividad y a la recuperación final del petróleo del área drenada del pozo.

Ejemplo 2

[0052] Petróleo crudo y agua de formación proveniente del pozo CD 1405 se recolectó así como también agua de producción del tanque de desecho 903 de la estación principal del campo Cabrutica en el campo de la Franja del Río Orinoco. Las características del petróleo crudo y el agua de formación son:

30 PETRÓLEO:

Saturado %: 8 en peso

Aromáticos %: 44 en peso

Resinas %: 35 en peso

Asfaltenos %: 13 en peso

Acidez: 3.90 mg KOH/g

5 Viscosidad CP 10, 420 a 145 F

API: 9

% C en peso 84.55

% H en peso 11.12

10 Agua de formación con 2,500 ppm de NaCl

[0053] El petróleo y el agua de formación se colocaron en recipientes de vidrios cerrados a 20% de saturación de agua de formación y 80% de saturaciones de petróleo, en condiciones de yacimiento de temperatura de 145°F, en un horno térmicamente

15 controlado. Dentro de cada vaso se colocó una pequeña placa de vidrio que se monitoreo para condiciones de humectabilidad iniciando con la condición de mojabilidad al agua y además siendo naturalmente cambiada a mojabilidad al petróleo después de un periodo de tiempo de envejecimiento de 3 semanas a temperatura de

20 yacimiento de 145°F. Para la placa de vidrio, se midió la humectabilidad mediante técnicas de medición de ángulos de contacto a la temperatura del pozo que varían desde mojabilidad al agua a la condición inicial a mojabilidad al petróleo después de tres semanas de proceso de envejecimiento en los vasos a
25 condiciones de yacimiento como se muestra en la FIG. 11 en la vista lateral izquierda, que indica un ángulo de contacto de 137.5° a en la condición envejecida, como se esperaría en el yacimiento, que muestra el petróleo esparciéndose sobre la superficie de la placa.

[0054] La placa se colocó entonces en un beaker para 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 80% del petróleo extra pesado de 12° API a 145°F de temperatura, con la formulación de la presente invención, la cual en este ejemplo particular comprendía una solución de 0.5% en volumen de nonil fenol etoxilado con 30 grupos etoxilados de 0.5% en volumen de etanol, ambos mezclados con 99% de agua de producción del tanque de desecho del campo Cabrutica de la División Junín en el en la Franja del Río Orinoco. Uno (1) lb/bbl de acetato de potasio se agregó para control de arcilla a la formulación. La mezcla y 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 una humectabilidad reversa de la mojabilidad al petróleo de 135,5° a la mojabilidad al agua con un ángulo de contacto de 45,1° como se muestra en la FIG 11 en la vista lateral derecha. Nótese el burbujeo del petróleo, y el ángulo de contacto claramente indica la nueva superficie de mojabilidad al agua.

[0055] Las anteriores pruebas se hicieron para asegurar el cambio de humectabilidad en el pozo después de la aplicación del tratamiento de la invención en el medio poroso.

[0056] Se obtuvieron resultados similares al utilizar varios tensoactivos no iónicos y iónicos. 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 -55, ácidos grasos de 9 -20 EO, n-tetradecanol de 9-20 EO, n-hexadecanol de 9-20 EO, laurato de sorbitán, y alcoholes grasos polietoxilados con un número EO de 4 a 25, preferiblemente 9-20.

[0057] Los tensoactivos iónicos adecuados incluyen pero no están limitados a sulfatos de n-alquilo de Ko NA, cloruro de n-alquil trimetil amonio y combinaciones de los mismos.

5 [0058] Los co-tensoactivos adecuados incluyen pero no están limitados a algún alcohol de la serie de n-alcoholes (C1-C6), tal como metanol, etanol, propanol, butanol, pentanol, isopropanol, y mezclas de los mismos.

10 [0059] El fluido portador de la composición tensoactiva puede ser petróleo ligero, un corte de refinería ligero, gas oil, diesel, diluyente, solución salina, agua producida y agua compatible con los fluidos de formación y el mineral en la roca. El fluido portador más preferido es el agua producida y el agua
15 compatible con los fluidos de formación y el mineral en la roca.

Ejemplo 3

[0060] La prueba de laboratorio se condujo para evaluar la permeabilidad relativa con el petróleo crudo extra pesado y el
20 agua de formación e INTESURF™ 3PW0.5 de solución preparada de acuerdo con la invención con agua de producción del campo Cabrutica de la División Junín de la cuenca de la Franja del Río Orinoco en Venezuela, y utilizando un núcleo de pozo E20P15 y los fluidos de formación del pozo DE 22 12 del mismo campo.

25

[0061] Se tomó el núcleo de una profundidad de 2212.2 pies del campo Cabrutica, y se empacaron dos muestras para uso en celda confinada, un ejemplo de una prueba de permeabilidad de regreso y la otra muestra para una prueba de permeabilidad relativa de
30 petróleo extra pesado y formación de agua y petróleo extra pesado y solución INTESURF 3PW0.5. Se limpiaron las muestras,

restablecieron y envejecieron durante 16 días a una temperatura de yacimiento de 120 F y una presión de de 400 psi en una celda confinada. Se efectuó una prueba Amott de imbibición a ambas muestras para asegurar la condición de mojabilidad al petróleo de la muestra antes de las pruebas. Las propiedades núcleo de las dos muestras se muestran en la Tabla 1.

TABLA 1

COMPañÍA INTEVEP S.A

10 NÚCLEO DEL POZO E20P15 CAMPO CABRUTICA VENEZUELA

Muestr a					Resultados Ø a Helio					PERMEABILID AD	
Presión de confinación	Peso				Vol.	Vol.	Densida d		Vol.		
#	PSI	Tota l	Larg o	Diam	gran o	Espaci o de poro grano		Ø	Tota l	Aire	Klink
1A	130 0	86.0 3	4,87 5	3,59 6	30,6 7	17,42	2,632	36, 2	48,0 9	2697	2605
2B	130 0	96,4 2	5,14 3	3,70 2	34,4 2	19,22	2,628	35, 8	53,6 4	2596	2507

[0062] 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.

Prueba de Permeabilidad de Regreso

[0063] 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 2212 del campo Cabrutica hasta que se logró una caída de presión constante. La permeabilidad al petróleo (ko) a la saturación de agua inicial se midió y este valor se tomó como la permeabilidad relativa base de referencia al petróleo en la

muestra. Se hicieron tres círculos de prueba de permeabilidad regresada, y previo a cada ciclo, 10% del volumen poroso de la muestra se exprimió con una solución de INTESURF™ 3PW0.5 en al fin de la producción de la muestra núcleo, y se le permitió al mismo volumen ser descargado del extremo opuesto de la muestra núcleo. Un tiempo de reacción de 24 horas se permitió para cada ciclo antes del desplazamiento del petróleo crudo vivo antes de que se reiniciara el desplazamiento del petróleo crudo vivo. La tasa de flujo de la caída de presión se monitoreó y la permeabilidad al petróleo en varios puntos del volumen poroso desplazado se midió. La FIG.9 exhibe la prueba de permeabilidad de regreso los resultados de la prueba de permeabilidad de regreso para cada ciclo y la Tabla 2 los valores de la prueba obtenida.

TABLA 2.

PERMEABILIDAD DE REGRESO

Presión de Confinación Neta 1300 psi

Temperatura de Yacimiento 120°F

Compañía: INTEVEP

Muestra No. 1A

Pozo : E20-P15

Profundidad 2212,2 pies

Campo : Cabrutica

Porosidad 0,354 fracción

(Intesurf Plus)

K Klinkenberg 2295 md

Fluido de estimulación: INTESURF 3PW0.5

(ko) K a petróleo 294 md

Fluido Portador INTESURF: Agua de producción

Fluido de estimulación exprimido: 10% volumen poroso

1er ciclo	2do ciclo	3er ciclo	1er ciclo	2do ciclo K a petróleo	3ser ciclo	Factor del área expuesta de formación adyacente al pozo
Vol. Acum. cc	Vol.Acum cc	Vol.Acum cc	K a petróleo md		K a petróleo md	SF=1-K/ko
0,19	28,58	78,58	448	444	511	-0,737
0,35	29,61	79,08	436	437	442	-0,502
1,14	30,93	80,37	405	350	366	-0,243

2,30	32,28	81,51	369	328	318	-0,081
3,38	34,45	83,43	344	318	315	-0,069
4,93	36,48	85,30	334	317	315	-0,070
6,48	40,02	88,41	331	321	316	-0,074
9,68	44,38	92,16	322	318	318	-0,81
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

[0064] 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 desplazara sobre el tapón núcleo y la desorción de los tensoactivos de Intesurf™, (una marca registrada propiedad de INTEVEP S.A. utilizada para identificar la formulación de la presente invención) ocurre en el medio poroso. Después de la reestimulación 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 tensoactiva 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 aún alcanza cambios mayores que los ciclos anteriores.

[0065] 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.

5

[0066] 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.

[0067] 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

30

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 Fig.10 exhibe el comportamiento de ko kw vs la saturación del agua para los dos fluidos de prueba.

Ejemplo 3

[0068] Dos pozos de la Franja del Río Orinoco desviados proveniente del área Cerro Negro se seleccionaron para una prueba piloto. Las principales características 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 & relle no de cascajo	1100	1095	arenisca
CD 37	OFIM CNX9	02/1993	32	5	70	192	Relle no de cascajo PCP	1350	1000	arenisca

[0069] Una cantidad de 270 barriles de diluyente, que es un petróleo crudo ligero de gravedad 23 API, se mezcló con la mezcla previamente homogenizada de 1,3 barriles de alcohol tridecanol de los grupos 17 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 de la presente invención que contacto el relleno de cascajo en el fondo del pozo y pasó a aproximadamente dos pies de 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 incrementada de aproximadamente 200 bpd que ha sido estable durante un periodo de 60 días.

10 [0070] Otra cantidad de 133 barriles de diluyente, un petróleo crudo ligero de gravedad 23 API se mezcló con una mezcla previamente homogenizada de 0.7 barriles de alcohol tridecanol de los grupos 12 EO y 0.7 barriles de metanol en un tanque de un camión de bombeo. La mezcla se recirculó en el tanque para
15 homogenización y se bombeó al pozo CD 37 a través del espacio anular entre la tubería y la cubierta. El fluido de estimulación de la presente invención contacto el relleno de cascajo en el fondo del pozo y pasó a aproximadamente 2 pulgadas de penetración en la formación. El pozo se cerró durante un periodo de reacción
20 de 24 horas. El pozo se reinició posteriormente y mostró una producción de 80 barriles netos de petróleo por día y ha sido estable durante un periodo de 60 días luego de esto. La producción de petróleo neta antes de la estimulación era de 24 barriles de petróleo neto.

25

EJEMPLO 4

[0071] El pozo VB 19 del "joint venture of Petrocedeño" de la Compañía petrolera PDVSA de la República Bolivariana de Venezuela en la Franja del Río Orinoco División Junín fue candidato para un
30 servicio de bombeo. El pozo tuvo un trabajo de rehabilitación y se utilizó fluido INTESURF de acuerdo con la invención como un fluido

de control y estimulación, utilizando la formulación y el método de la presente invención.

[0072] El petróleo crudo y el agua de formación proveniente del pozo VB 19 tienen las siguientes características.

PETRÓLEO:

Saturado %: 8 en peso

Aromáticos %: 44 en peso

10 Resinas %: 35 en peso

Asfaltenos %: 13 en peso

Acidez: 3,90 mg KOH/g

Viscosidad CP 10, 420 a 145 F

API: 9

15 % C en peso 84.55

% H en peso 11.12

Agua de formación con 2500 ppm de NaCl.

[0073] El trabajo de rehabilitación en el pozo VB 19 se preparó y se utilizó un fluido de control de trabajo para llenar el espacio anular entre la cubierta y la tubería, y la tubería. El pozo se cerró en la cabeza del pozo y se exprimieron 80 barriles de la formulación a la formación desde la cabeza del pozo. Posteriormente el equipo de perforación trabajó sacando la tubería a la superficie y reemplazando la bomba BCP por una nueva, haciendo otro viaje de regreso para localizar dicha bomba en el fondo del pozo. Posteriormente, el equipo en la cabeza del pozo y la instrumentación del pozo se reemplazaron. El tiempo pasado durante el trabajo de rehabilitación completo fue de aproximadamente 20 horas. Este tiempo se tomó como el tiempo de

reacción para el estímulo de la formación de arena con la formulación de la presente invención.

[0074] La cantidad total de fluido utilizado durante el trabajo completo fue de 350 barriles y se preparó con agua limpia, potable filtrada, 3.5 barriles de tridecanol etoxilado de 17 grupos de óxido de etoxilado, 3,5 barriles de metanol y 343 barriles de agua. El incremento de producción fue de un valor medio antes de tratamiento de 183 bopd a una media de 445 bopd después del tratamiento y la presión promedio de admisión de la bomba de la bomba de cavidad progresiva antes del tratamiento fue alrededor de 5, 74 bar (116 psi a 350 rpm) y después del tratamiento la presión promedio de admisión de la bomba de la bomba de cavidad progresiva se incrementó a 13,74 bares (199 psi a 350 rpm).

[0075] La Tabla 3 muestra el yacimiento de pozo VB 19 y los parámetros de pozo y la Figura 12 ilustra las condiciones antes y después del tratamiento monitoreado en el pozo tal como se explicó.

Tabla 3

Pozo	VB-19
Geometría	HORIZONTAL
Campo	Petrocedeno - Venezuela
Estación	San Diego
Arena/yacimiento	D2/D3/OFII BSD Z 0002
Intervalo lineal ranurado	2050' -6100'
Grosor de la arena	30
Permeabilidad, m D	16000
Porosidad, %	28
Temperatura, °F	120
Fecha de completamiento original	09/02/2007
Presión actual del yacimiento, psia	510

[0076] La FIG.13 ilustra los parámetros en el fondo del pozo monitoreados reportados en el pozo VD 18 del campo Petrocedeno en

la estación principal San Diego de Cabrutica Venezuela. En este pozo, de casi las mismas características que el pozo VB19, se utilizó trabajo de control y el fluido de estimulación de la presente invención, siendo el mismo procedimiento y composición como se mencionó antes para el pozo VB 19.

[0077] Estas pruebas piloto establecieron que el fluido de estimulación, o la formulación, de la presente invención es altamente efectiva en mejorar el flujo de hidrocarburo y la producción a través de medio poroso tratado con fluido. El fluido se hace de constituyentes fácilmente disponibles, y el método se puede llevar a cabo utilizando equipo conocido ya disponible para inyectar otros fluidos de estimulación de pozo. Además, el método de la invención se puede llevar a cabo durante otra rehabilitación del pozo, ganando de esta manera el beneficio de tratamiento de acuerdo con la invención sin un tiempo muerto adicional sustancial.

[0078] Con base en lo anterior, se demuestra un cambio benéfico en la permeabilidad y los niveles de producción al utilizar la formulación y el método de la presente invención.

[0079] Se debe entender que la invención no está limitada a las ilustraciones descritas y mostradas aquí, si son consideradas simplemente ilustrativas de los mejores modos de llevar a cabo la invención, y que son susceptibles de modificación o forma, tamaño, disposición de las 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 definidos por las reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un método para mejorar las condiciones de flujo en un medio poroso mientras se rehabilita un pozo que penetra al medio poroso,

5 que comprende las etapas de:

detener la perforación o actividades de producción del pozo;

10 introducir un fluido de control de pozo en el pozo y el medio poroso, el fluido de control de pozo comprende una mezcla de un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador;

15 mantener el fluido de control de pozo en el pozo y el medio poroso en la presencia de agua aunque el pozo este siendo rehabilitado, de tal manera que el fluido penetra el medio poroso y forma una película de agua sobre las superficies del medio poroso; y

cuando la rehabilitación del pozo termina, se resumen el perforado o las actividades de producción en el pozo.

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

25

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.

30

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

5 5. El método de la reivindicación 3 en donde el hidrocarburo tiene una gravedad API de entre 6 y 12.

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

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

15 8. El método de la reivindicación 7, 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.

20 9. 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, y combinaciones de los mismos, agua, agua de producción, y solución salina.

25

10. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido portador es un petróleo crudo ligero con una gravedad API entre 20 a 25.

11. El método de la reivindicación 1, en donde el tensoactivo es
30 un nonil fenol etoxilado que tiene entre 4 y 60 grupos etoxilados, y en donde el co-tensoactivo es etanol.

12. El método de la reivindicación 11, en donde la mezcla contiene cantidades sustancialmente iguales en volumen del tensoactivo y el co-tensoactivo.

5

13. El método de la reivindicación 11, en donde la mezcla contiene cada uno del tensoactivo y el co-tensoactivo a una concentración de entre 0,5 y 5% en peso.

10

14. El método de la reivindicación 11, en donde la mezcla contiene cada uno del tensoactivo y el co-tensoactivo a una concentración de entre 1 al 4% en peso.

15

15. El método de la reivindicación 1, en donde las superficies del medio poroso definen el espacio de poro para el hidrocarburo, y en donde las superficies se definen mediante un material seleccionado del grupo que consiste de cuarzo, feldespato, mineral silíceo, mineral carbonáceo, arcilla, y combinaciones de los mismos.

20

RESUMEN

Un método para mejorar las condiciones de flujo en un medio poroso mientras se rehabilita un pozo que penetra el medio poroso incluye las etapas de: detener la perforación o actividades de producción en el pozo; introducir el fluido de control de pozo en el pozo y el medio poroso, el fluido de control de pozo comprende una mezcla de un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador; manteniendo el fluido de control del pozo en el pozo y el medio poroso en la presencia de agua mientras el pozo está siendo rehabilitado, de tal manera que el fluido penetra el medio poroso y forma una película de agua sobre las superficies del medio poroso; y cuando la rehabilitación del pozo se termina, reasumir la perforación o actividades de producción en el pozo.

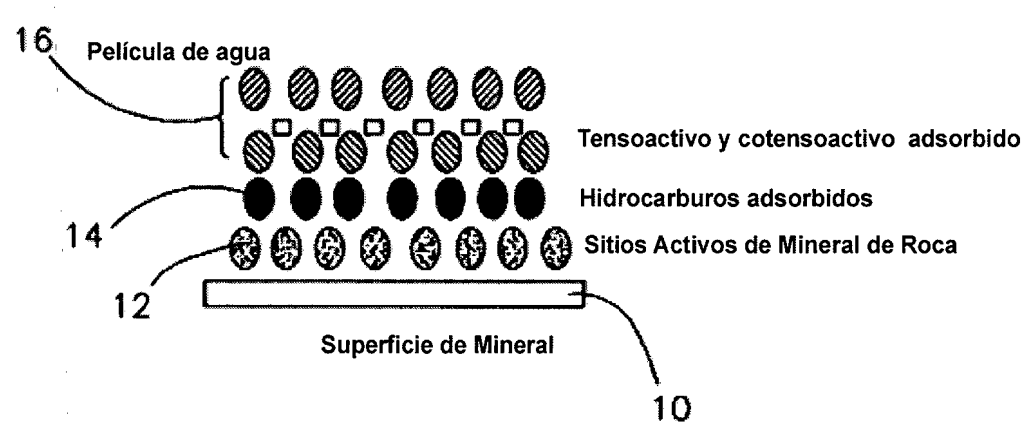


FIG. 1

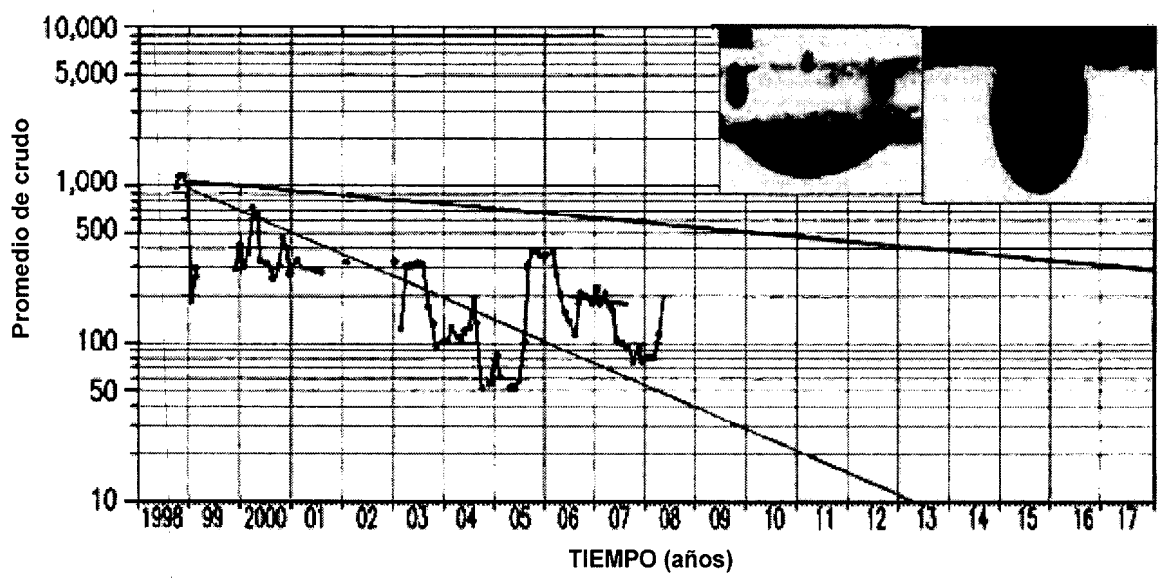


FIG. 2

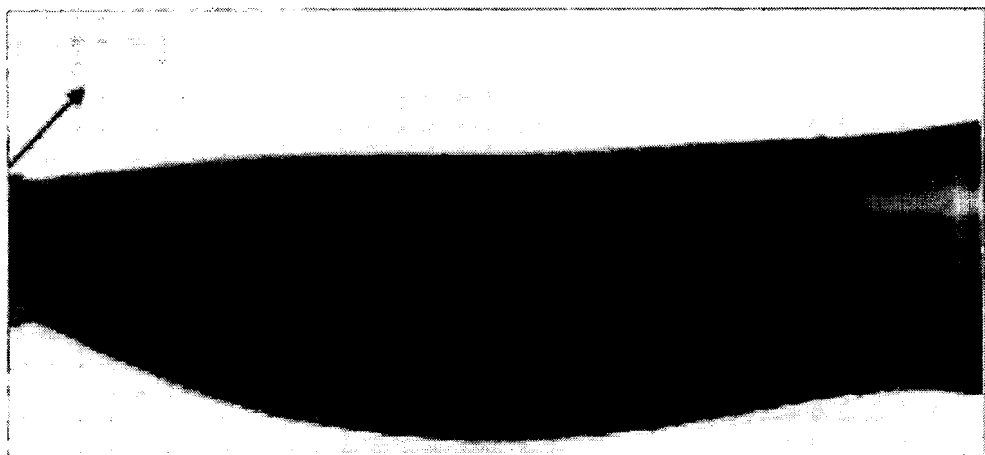


FIG. 3

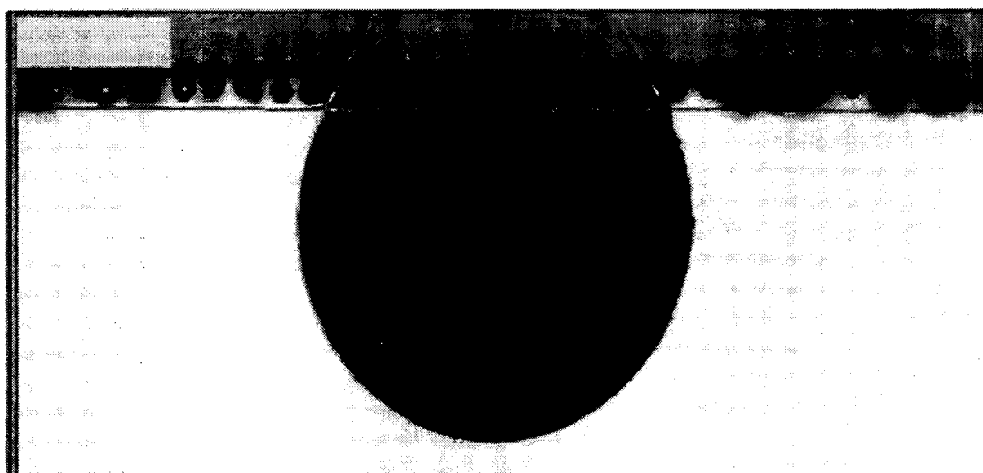


FIG. 4



FIG. 5

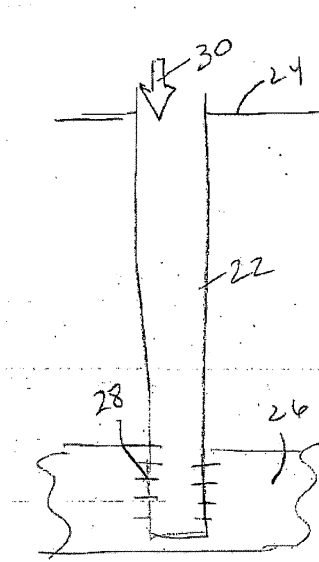


FIG. 6

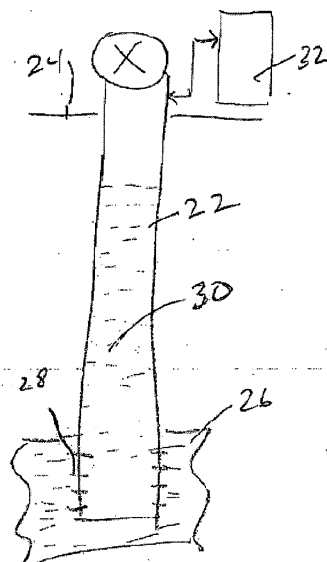


FIG. 7

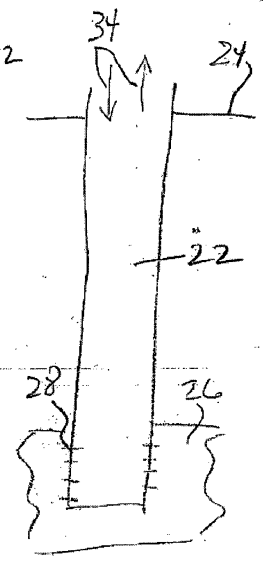


FIG. 8

FIG. 9

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

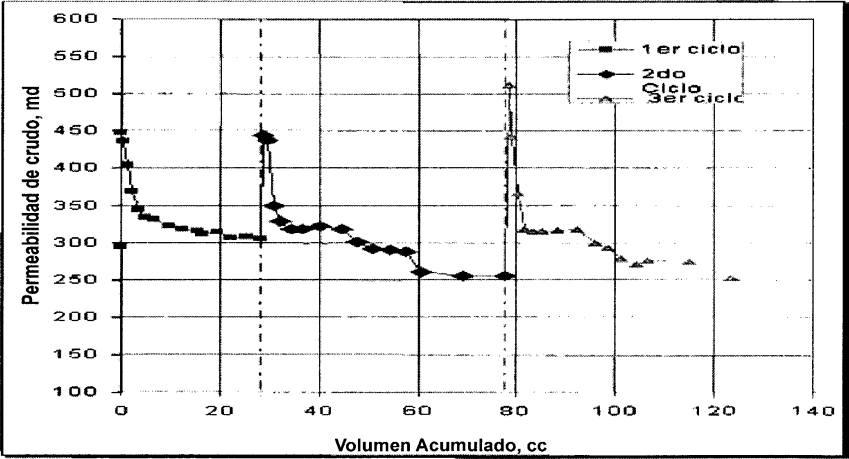
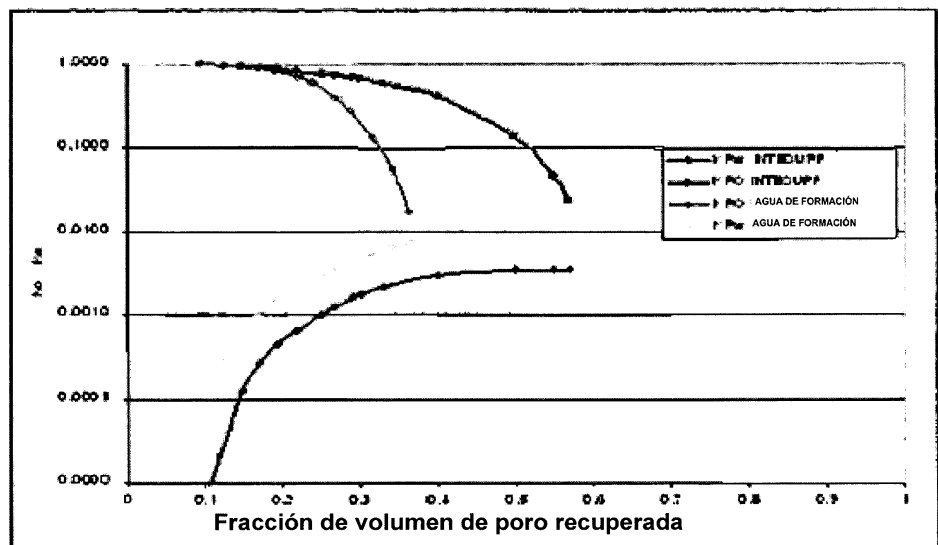


FIG. 10

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



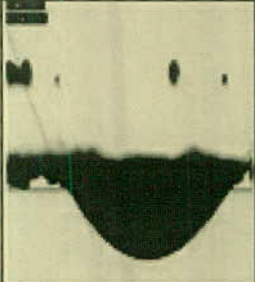
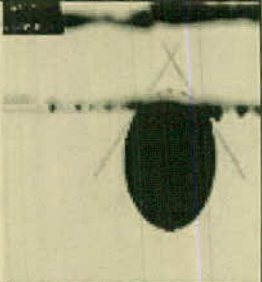
Antes de medición de ángulo de contacto	Fotografía	INTESURF™ Antes de medición de ángulo de contacto	Fotografía
137.5°		45.1°	

FIG. 11

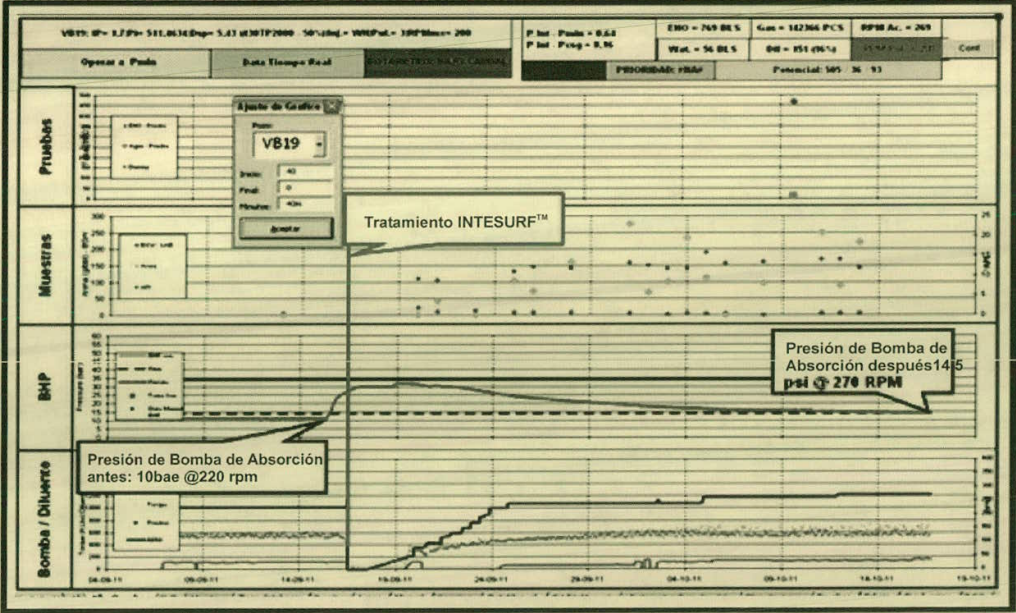
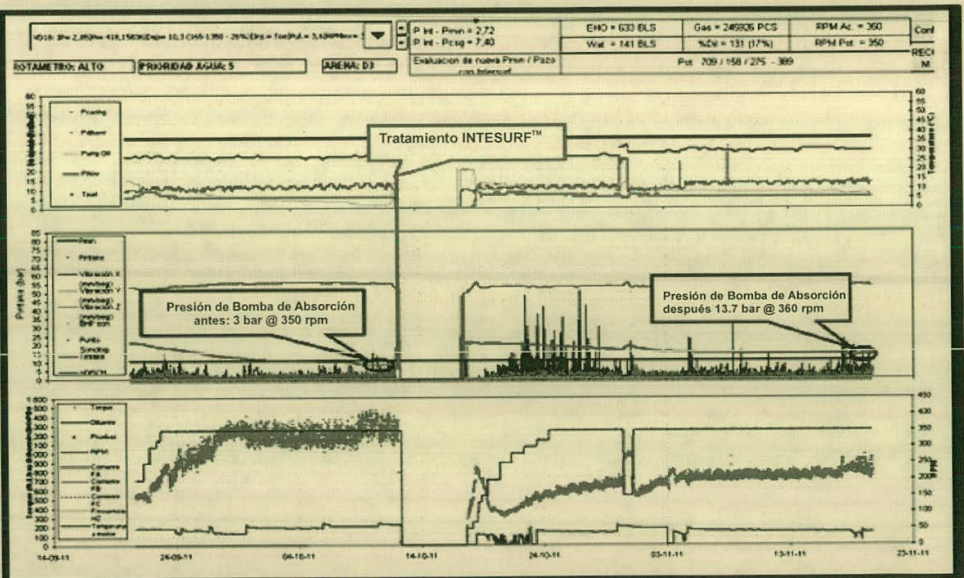
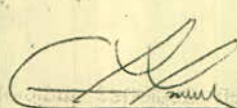


FIG. 12



Pedro M. Flores


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



Ciento noventa y seis (196)
 81
 NOTARIA PÚBLICA DEL MUNICIPIO
 GUAICAIPURO DEL ESTADO MIRANDA
 RECIBIDO EL: 10-07-2005
 PLANILLA N°: 129605
 VALIDO PARA EL DÍA: 10-03-2005

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

NOTARIA PÚBLICA DEL MUNICIPIO
 GUAICAIPURO DEL ESTADO MIRANDA
 RECIBIDO EL: 10-07-2005
 PLANILLA N°: 129605
 VALIDO PARA EL DÍA: 10-03-2005

CONSULTORIA
 INTEVEP
 JUDICIAL

196000

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

CONSULTORIA JURÍDICA
INTEVEP



[Handwritten signature]

CIENTO NOVENTA Y SEIS (196)

No. 81, Tomo: 30.

REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
MINISTERIO DEL INTERIOR Y JUSTICIA



NOTARIA PUBLICA DEL MUNICIPIO GUAICAIPURO. ESTADO MIRANDA. Los

Catorce (14) de Mayo De DOS MIL CINCO (2.005).- 194° y 146° El anterior documento redactado por el Abogado: CARLOS ENRIQUE

FLORES, Inscrito en el inpreabogado bajo el N° 32.550, Fue presentado para su Autenticación y Devolución según planilla N° 189632, de fecha: 10-03-2005. Presente (s) su (s) otorgante (s) dijo (eron) ser y llamarse: BLANCA MATILDE NAVARRO LAGUNA mayor (es) de edad, domiciliado (s) en: LOS TEQUES, de nacionalidad: VENEZOLANA de estado civil:

DIVORCIADA portador (es) de la (s) Cédula (s) de Identidad No. V-3.829.465 Leído y confrontado con sus fotocopias, firmado en estas y en el presente original, en presencia del Notario el(los) Otorgante(s) expuso(ieron) "SU CONTENIDO ES CIERTO Y

MIA(NUESTRAS) LA(S) FIRMA(S) QUE LO AUTORIZA(N)". El Notario en tal virtud, da Fe Pública del presente documento y de las copias firmadas en originales que formaran el Tomo Principal y el Tomo Duplicado en presencia de los testigos: LOURDES PERDOMO y

JUDITH BRICEÑO, titulares de las Cédulas de Identidad Nros: V-8.682.840 y V-6.870.509 dejándolo inserto bajo el Nro. 81 Tomo: 30 de los libros de Autenticaciones llevados por esta Notaría. El Notario que suscribe hace constar que ha dado cumplimiento al Artículo

78 del Decreto Ley de Registro y del Notariado e informó a las partes del contenido, naturaleza, trascendencia y consecuencias legales de los actos o negocios otorgados en su presencia, los cuales manifestaron su plena conformidad. FUE INUTILIZADOS TIMBRES FISCALES POR BOLIVARES 30.000,00. Igualmente le fue presentado Registro Mercantil de INTEVEP S.A, debidamente en el Registro Mercantil Primero de la Circunscripción Judicial del Distrito Federal

y Estado Miranda de fecha: 31 de mayo de 1979, bajo el No: 15 Tomo: 65-A Segundo, reformada su Acta Constitutiva Estatutos en diversas oportunidades, siendo la ultima reforma parcial la inscrita en el Registro Mercantil Segundo de la citada Circunscripción Judicial en fecha 17 de agosto de 1999, bajo el No. 17, Tomo: 227-A Segundo y finalmente refundido en un solo texto dicho documento Constitutivo Estatutos según consta de documento inscrito ante la citada Oficina de Registro en fecha: 5 de junio de 2000 bajo el No. 72, Tomo: 128-A Sgdo. Representada en este acto por su apoderada Especial



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]

82.16/3605
ABUSADO
REVISADO



Nº 013777



REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
MINISTERIO DEL INTERIOR Y JUSTICIA

OFICINA PRINCIPAL DE REGISTRO PUBLICO DEL ESTADO MIRANDA

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

AÑOS: 194° Y 146°

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



La Registradora Principal

Dra. ROSA MERCEDES CARREÑO ESCOBAR

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

REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

SENIA

F-02 01108679

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

SENIA

F-02 09861861

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars



OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

361776

te:

ción:



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

SENIA

F-02 09861785

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

SENIA

F-02 09861862

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars



OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

361777

te:

ción:



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

SENIA

F-02 09861863

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars



OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

361778

te:

ción:



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

SENIA

F-02 09861864

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars



OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

361779

te:

ción:



REPÚBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

SENIA

F-02 09861865

Nombre del solicitante:

Número de identificación:

Fecha:

Concepto:

1000
Mil Bolívars



OLIVARIANA

1000
Mil Bolívars

361780

te:

ción:



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

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 Bolívars	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 Bolívars	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 Bolívars	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 Bolívars	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 Bolívars	58
59			59
60	REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA SENIA F-02 09863078 Nombre del solicitante: Número de identificación: Fecha: Concepto:	1000 Mil Bolívars	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



53

122670

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO NIT : 800.176.089-2 -/-					
Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA			No. 12 - 109569	
				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. 12-187288- -00000-0000					
Fecha: 2012-10-22 17:02:16 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR					
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO					
Act. 411 PRESENTACION Folios: 56					
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					
, Octubre 19 de 2012 - 16:08:22					

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO NIT : 800.176.089-2 - / -					
Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA			No. 12 - 109570	
				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. 12-187288- -00000-0000 Fecha: 2012-10-22 17:02:16 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO Act. 411 PRESENTACION Folios: 56					
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					

122670

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO NIT : 800.176.089-2 - / -					
Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA			No. 12 - 105874	
				Bogotá D.C., Octubre 08 de 2012 - 17:30:12	
RECIBIDO DE : BRIGARD & CASTRO S.A.			NI 860.047.372		
*** Soporte del Pago ***					
TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	446248482	08/10/2012	41.491.000.00
*** Conceptos Pagados ***					
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO	
1	50005-01-01 SOLICITUDES	7 TRAMITES DE SOL. DE DISENOS INDUSTRIALES	590.000.00	590.000.00	
				\$590.000.00	
=====					
SON: **QUINIENTOS NOVENTA MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**					
Responsable: _____					
Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____					
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO					
					
No. 12-187288- -00000-0000					
Fecha: 2012-10-22 17:02:16 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR					
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO					
Act. 411 PRESENTACION Folios: 56					
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					
, Octubre 8 de 2012 - 17:30:20					

122670

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO NIT : 800.176.089-2 - / -					
Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA			No. 12 - 0040293	
				Bogotá D.C., Abril 24 de 2012 - 16:53:25	
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	445891644	24/04/2012	43.222.000.00
*** Conceptos Pagados ***					
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO	
1	50005-01-09 OTROS SERVICIOS DE PROPIEDAD INDUSTRIAL	99 OTROS SERVICIOS ADMINISTRATIVOS	150.000.00	150.000.00	
				\$150.000.00	
=====					
SON: **CIENTO CINCUENTA MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***					
Responsable: _____					
Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____					
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO					
					
No. 12-187288- -00000-0000					
Fecha: 2012-10-22 17:02:16 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR					
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO					
Act. 411 PRESENTACION Folios: 56					
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 Linea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240					
Abril 24 de 2012 - 16:53:38					

PATENTE DE INVENCION ☒ MODELO DE

☒	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 ☐