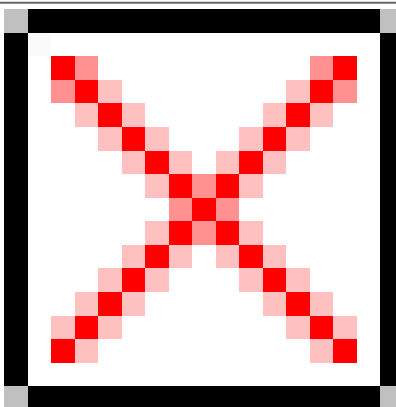


DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES

SOLICITUD FASE NACIONAL - PCT



1	Título de la Invención (200 caracteres o espacios máximos)		
TRATAMIENTO DE ACEITES PESADOS PARA REDUCIR EL CONTENIDO DE OLEFINAS			
2	Datos del Solicitante / Titular		
Nombre:	FRACTAL SYSTEMS, INC	Dirección Electrónica:	notificacionesbm.bogota@bakermckenzie.com
Dirección:	4070 Portland Boulevard Sherbrooke, Québec J1L 2Y4	Domicilio/País de constitución:	CANADA - QUEBEC - SHERBROOKE
Identificación:			

☐ CEDULA DE CIUDADANIA
☒ EMPRESA EXTRANJERA
☐ PASAPORTE

☐ CEDULA DE EXTRANJERIA
☐ NIT

Número:

845866-

3

Solicitantes

Apellidos - Nombres o Razón Social

Tipo

Identificación

1. FRACTAL SYSTEMS, INC

EE

845866

4 Datos del Inventor

Nombre:

Michel
Chornet

**Dirección
Electrónica:**

Notificacionesbm.bogota@bakermckenzie.com

Dirección:

116 Forrest
Drive
Sherwood
Park, Alberta
T8A 5Z9

**Domicilio/País
de
constitución:**

CANADA - ALBERTA - EDMONTON

Identificación:

☐ CEDULA DE CIUDADANIA
☐ CEDULA DE EXTRANJERIA
☐ EMPRESA EXTRANJERA
☐ PASAPORTE
☐ NIT
☒ No Aplica

Número:

-

5

Inventor(es)

Apellidos - Nombres

Domicilio

1. Chornet Michel

CANADA

2. Chronopoulos Christos

CANADA

3. Dehkissia Soumaine

CANADA

6

Datos Inventor(es)

	País de Residencia	Departamento/Estado	Ciudad	Dirección
1.	CANADA	ALBERTA	EDMONTON	116 Forrest Drive Sherwood Park, Alberta T8A 5Z9
2.	CANADA	QUEBEC	SHERBROOKE	1110 Rue De Forillon Sherbrooke, Québec J1N 4K9
3.	CANADA	QUEBEC	SHERBROOKE	401-1580 Adélarde - Collette Sherbrooke, Québec J1H 4V8

7	Datos del Representante Legal / Apoderado			
Nombre:		ALVARO JOSE CORREA ORDOÑEZ	Dirección Electrónica:	Notificacionesbm.bogota@bakermckenzie.com
Dirección:		Av. 82 # 10- 62, P. 5	Domicilio/País de constitución:	COLOMBIA - BOGOTA D.C. - BOGOTA D.C.
Identificación: ☒ CEDULA DE CIUDADANIA ☐ CEDULA DE EXTRANJERIA ☐ EMPRESA EXTRANJERA ☐ NIT ☐ PASAPORTE Número: 79143366-				

Presentación de Poder	
Año de Radicación	
Número de Radicación	

8	Datos Solicitud: PCT / WO		
Número Solicitud:	WO 2015/021546	Fecha Solicitud:	19/02/2015

Número Publicacion:		PCT/CA2014/050760		Fecha Publicacion:		11/08/2014	
9	Declaraciones de prioridad			☒ SI ☐ NO			
1.	(33) País de origen ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	Codigo del país US	(31) No. Solicitud 61/864,827	(32) Fecha 12/08/2013			
10	Reivindicaciones						
Número reivindicaciones:		30		Pago Reivindicaciones:		Si	
11	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							
12	Documentos Anexos						
☒ Reivindicaciones ☒ Descripción ☒ Dibujos y/o Figuras ☒ Resumen ☐ Certificado Depósito Material Biológico ☐ Uso de Conocimiento tradicional ☐ Listado de secuencias ☒ Artes finales 12 x 12 cm ☒ Poderes, si fuere el caso ☐ Copia de la primera solicitud si se reivindica prioridad ☐ Traducción simple de la primera solicitud, si se reivindica prioridad ☒ Otros Anexos							

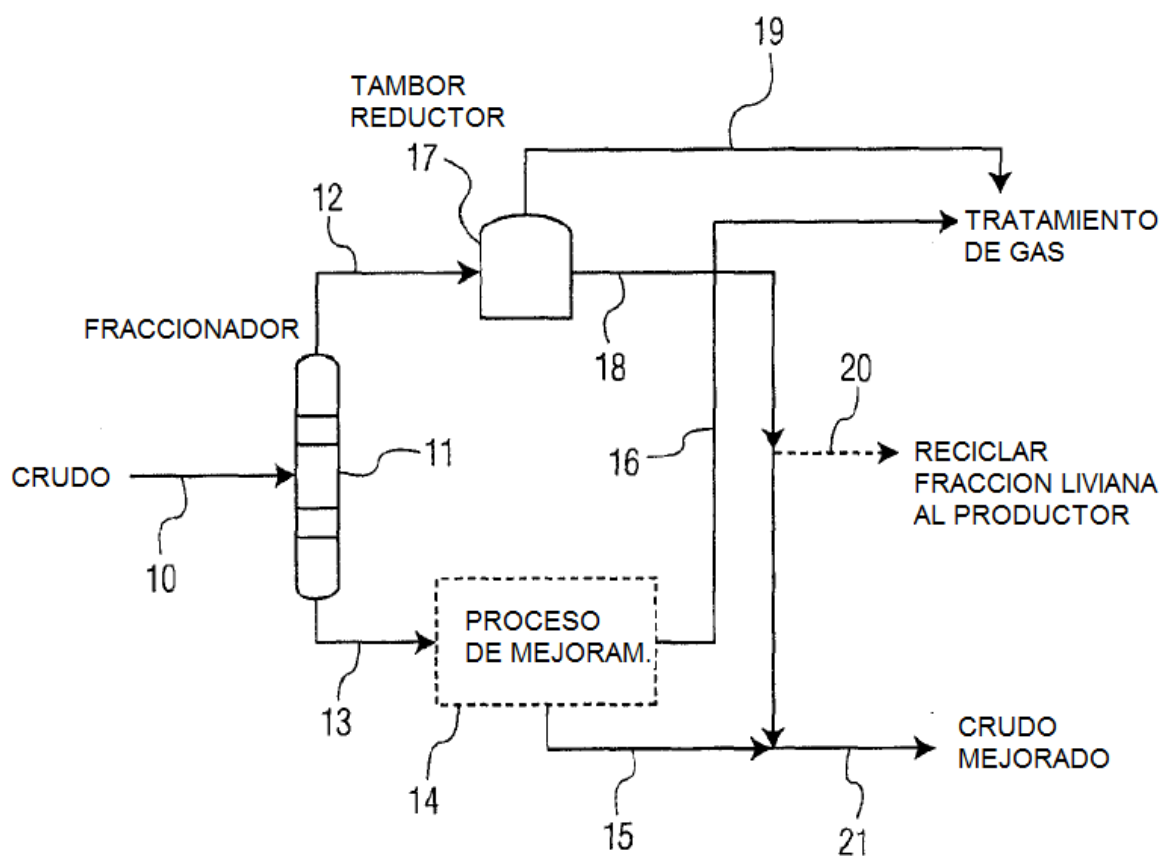


FIG. 1

TRATAMIENTO DE ACEITES PESADOS PARA REDUCIR EL CONTENIDO DE OLEFINAS

Esta solicitud reclama la prioridad con base en la Solicitud provisional Serie No. 61/864.827, presentada el 12 de agosto de 2013, cuyos contenidos se incorporan por referencia en su totalidad.

Esta invención se relaciona con el tratamiento de aceites pesados para lograr una reducción mejorada de la densidad y viscosidad de los aceites pesados, mientras se mantiene el contenido de olefinas de los aceites pesados a niveles aceptables. Más particularmente, esta invención se relaciona con tratar aceites pesados mediante separar el aceite pesado en una primera fracción o liviana, o con rango menor de ebullición, y una segunda fracción, o pesada, o con rango mayor de ebullición. La segunda fracción, o pesada, se mejora, como por ejemplo mediante procesos térmicos (por ejemplo, viscorreducción), mecánicos (por ejemplo, cavitación hidrodinámica y/o ultrasónica), oxidesulfuración y/u otros procesos de mejoramiento para lograr reducir su densidad y viscosidad. Luego del mejoramiento, se recombina con al menos una porción de la primera fracción para suministrar un aceite pesado tratado que tiene un contenido de olefinas que no excede 1,0% en peso.

El término “aceite pesado”, como se usa en la presente, incluye aceites que son clasificados por el American Petroleum Institute (API), como aceites pesados o aceites extra pesados, al igual que aceites mezclados tal como dilbit (una mezcla de diluyente-betún) o synbit (una mezcla de aceite sintético-betún). En general, un aceite de hidrocarburos pesados tiene una gravedad API entre 22,3° (densidad de 920 kg/m³ o 0,920 g/cm³) y 10,0° (densidad de 1000 kg/m³ o 1 g/cm³). Un aceite extra pesado tiene en general una gravedad API menor a 10,0° (densidad mayor a 1000 kg/m³ o mayor a 1 g/cm³). Por ejemplo, los aceites pesados pueden ser extraídos de arenas petrolíferas, productos de fondos de alquitrán atmosféricos, productos de fondos de alquitrán al vacío, aceites de esquisto, líquidos derivados del carbón, residuos de petróleo crudo, y aceites crudos coronados.

Los aceites pesados tienen en general propiedades macro y micro estructurales así como también tienen moléculas específicas químicas constitutivas. Las moléculas químicas constitutivas pertenecen a dos categorías genéricas, maltenos y asfaltenos. Los maltenos son solubles en pentano o hidrocarburos livianos saturados, mientras que los asfaltenos son solubles en tolueno pero insolubles en pentano o hidrocarburos livianos saturados. También los metales, como en particular níquel y vanadio, están presentes en los aceites pesados. Los metales están asociados principalmente con los asfaltenos. La organización espacial de los maltenos y los asfaltenos resulta en las propiedades macro y micro estructurales, con tal organización se causan las altas viscosidades, las cuales generan los problemas de transporte de tales aceites, y en la separación de los asfaltenos de los maltenos.

Más particularmente, los asfaltenos están formados por un núcleo de moléculas aromáticas polinucleares agrupadas en capas, a las cuales se unen la cadenas alquilo. El núcleo está rodeado por e inmerso en el material de maltenos. El material de maltenos incluye componentes o resinas mono y diaromáticos, poliaromáticos y polares, saturados libres (algunos de ellos cíclicos) que se cree están asociados muy cercanamente con los asfaltenos. Esta organización es considerada ser la microestructura y el núcleo de los asfaltenos se considera que posee arreglos microcristalinos. La organización micro estructural forma agregados en los cuales varios arreglos microcristalinos forman una estructura micelar conocida como una macroestructura. La estructura micelar o macroestructura tiene fuerzas asociativas y cohesivas fuertes entre los agregados, lo que explica la alta viscosidad de aceite pesado.

Los aceites pesados pueden ser mejorados para poder disminuir su densidad y viscosidad, y así hacer que el aceite pesado sea más fácil de bombear y transportar. Tal mejoramiento puede incluir procesos térmicos, procesos mecánicos, tal como la cavitación hidrodinámica y/o ultrasónica, o una combinación de procesos mecánicos y térmicos, y/o procesos de adición de hidrógeno, y/o oxidesulfuración.

Tal mejoramiento del aceite pesado, sin embargo, puede resultar en la formación de cantidades no deseadas de olefinas o compuestos insaturados, conocidos como alquenos. El término “olefina”, como se usa en el presente documento, significa cualquier hidrocarburo insaturado que contiene uno o más pares de átomos de carbono unidos por un enlace doble. Las olefinas pueden disminuir la estabilidad del aceite pesado, y/o pueden crear problemas durante el transporte y el refinado. Además, las olefinas y aromáticos son precursores de la formación de coque.

Así, es deseable reducir la densidad y la viscosidad de un aceite pesado tanto como sea posible, mientras se impide la formación de una cantidad o nivel inaceptable de olefinas. Tal aceite pesado tendrá también una estabilidad deseada, y una aromaticidad deseada, y tendrá una facilidad de bombeo y transporte mejorados.

El contenido de olefinas puede ser medido mediante el ensayo del número de bromo o el ensayo de Espectroscopia de Resonancia Magnética Nuclear (HNMR). El número de bromo es la cantidad de bromo (en gramos) absorbida por 100 gramos de una muestra. El número de bromo se mide de acuerdo con el procedimiento ASTM-D1159. El número indica el grado de insaturación, relacionado con el contenido de olefinas. Un número de bromo por debajo de 10 es considerado aceptable para el manejo del petróleo crudo normal. El ensayo HNMR mide el contenido de olefinas en un crudo completo por masa como un deceno equivalente. Un resultado del ensayo mayor a 1,0% de olefina por masa como un deceno equivalente indica la presencia de una cantidad inaceptable de olefinas. Un número de bromo de 10 corresponde generalmente a un contenido de olefinas de 1,0% en peso. Con respecto al transporte de petróleo crudo, el contenido de olefinas del aceite pesado no debería exceder 1,0% en peso, según se mide por el ensayo HNMR o el ensayo del número de bromo, por ejemplo.

El valor p de un aceite pesado es una medida de la floculación potencial de los asfaltenos y su tendencia a formar depósitos sólidos. El valor p es un indicador de la estabilidad y también es una medida de la solubilidad de los

asfaltenos. El valor p está determinado mediante ensayar el aceite pesado de acuerdo con el método ASTM-D7157 o mediante un método similar al ASTM D-7157, y rangos entre 1 (inestable) a 5 (muy estable). El método consiste en solubilizar tres muestras de aceite pesado usando diferentes cantidades de tolueno o xilenos, Estas tres mezclas diferentes de muestras de aceites pesados y solvente aromático (es decir, tolueno o xileno) son luego tituladas con un solvente parafinado, tal como n-heptano, para precipitar los asfaltenos. Las cantidades agregadas de aceites pesados y solventes, incluyendo el solvente de titulación, hasta el establecimiento de la peptización de los asfaltenos, se usan para calcular los parámetros de estabilidad y sus estabilidades intrínsecas. Un valor p de al menos 1,5 indica que el aceite pesado es estable, mientras que un aceite pesado que tenga un valor p menor a 1,5 se considera en general inestable.

La aromaticidad se mide usando un ensayo ^{13}C NMR. En este ensayo se aplica al carbono la resonancia magnética nuclear (NMR). Este ensayo es análogo al ensayo ^1H NMR y permite la identificación entre otros de átomos de carbono aromáticos en una molécula orgánica justo como el ensayo protón NMR identifica los átomos de hidrógeno. Mediante usar ^{13}C NMR, uno puede determinar el nivel de aromaticidad en un aceite pesado.

Los solicitantes han descubierto que, mediante remover los componentes alifáticos o parafínicos que están concentrados en las fracciones livianas de un aceite pesado para mejorar el aceite pesado, la solubilidad de los asfaltenos se incrementa (como se muestra por el incremento observado del valor p), el cual a su vez reduce la formación de olefinas durante el mejoramiento del aceite pesado, tal como por tratamiento térmico, tratamiento mecánico (por ejemplo, cavitación hidrodinámica y/o ultrasónica), oxidesulfuración, y/o procesos de adición de hidrógeno, para reducir la densidad y viscosidad del aceite pesado.

Por lo tanto, mediante la remoción de tales componentes alifáticos o parafínicos contenidos en las fracciones livianas del aceite pesado antes de mejorar el aceite pesado, los solicitantes han logrado mediante un proceso de mejoramiento subsiguiente mejorar la reducción de la densidad y la viscosidad del

aceite pesado mientras se mantiene el contenido de olefinas en niveles aceptables.

Así, de acuerdo con un aspecto de la presente invención, se suministra un proceso para tratar un aceite pesado para suministrar un aceite pesado tratado que tenga densidad y viscosidad reducidas y un contenido de olefinas que no exceda 1,0% el peso. El proceso comprende un pre-tratamiento que comprende separar el aceite pesado inicial en una primera fracción y una segunda fracción. La segunda fracción comprende un aceite pesado que tiene un valor p de al menos 5% mayor que el valor p del aceite pesado inicial antes de separar el aceite pesado inicial en la primera fracción y la segunda fracción. La segunda fracción tiene también una aromaticidad que no es más del 5% menos que la aromaticidad del aceite pesado inicial antes de separar el aceite pesado inicial en la primera fracción y la segunda fracción. La densidad y la viscosidad de la segunda fracción son entonces reducidas. Luego se combina o se vuelve a mezclar la segunda fracción con al menos una porción de la primera fracción para suministrar un aceite pesado que tenga un contenido de olefinas que no exceda 1,0% en peso.

Aunque el alcance de la presente invención no tiene el propósito de limitarse a cualquier razonamiento teórico, se cree que, cuando el aceite pesado inicial es separado en una primera fracción y una segunda fracción como se describió antes, la primera fracción, en general, contiene componentes con bajo punto de ebullición tales como componentes alifáticos o parafínicos que, si no se separan del aceite pesado, pueden resultar en la formación de olefinas cuando el aceite pesado es sometido a mejoramiento para reducir la densidad y la viscosidad del aceite pesado. Al remover estos componentes antes de mejorar el aceite pesado, la solubilidad de los asfaltenos se incrementa, y uno logra una reducción mejorada de la densidad y la viscosidad del aceite pesado mientras se reduce la posibilidad de formación de olefinas a niveles inaceptables, y el aceite pesado mejorado resultante es más fácil de bombear y transportar, mientras reducciones adicionales de la densidad y la viscosidad son posibles con respecto al nivel umbral de las olefinas.

En general, el aceite pesado inicial es separado en una primera fracción y una segunda fracción mediante vaporización parcial, destilación, ebullición, o fraccionamiento del aceite pesado. En una modalidad no limitativa, la primera fracción tiene un rango de ebullición que no excede 450°C, es decir, ninguno de los componentes en la primera fracción bulle a una temperatura que exceda 450°C. En otra modalidad no limitativa, la primera fracción tiene un rango de ebullición que no excede 325°C. Aún en otra modalidad no limitativa, la primera fracción tiene un rango de ebullición que no excede 250°C. Adicionalmente en otra modalidad no limitativa, la primera fracción tiene un rango de ebullición que no excede 180°C. En otra modalidad no limitativa, la primera fracción tiene un rango de ebullición que no excede 150°C.

En una modalidad no limitativa, la segunda fracción tiene un valor p que es al menos 10% mayor que el valor p del aceite pesado inicial antes de separar el aceite pesado inicial en la primera fracción y la segunda fracción. Todavía en otra modalidad no limitativa, la segunda fracción tiene un valor p que es al menos 25% mayor que el valor p del aceite pesado inicial antes de separar el aceite pesado inicial en la primera fracción y la segunda fracción.

En una modalidad no limitativa, la segunda fracción tiene una aromaticidad que no es más del 3% menor que la aromaticidad del aceite pesado inicial antes de separar el aceite pesado inicial en la primera fracción y la segunda fracción. En otra modalidad no limitativa, la segunda fracción tiene una aromaticidad que es al menos 3% mayor que la aromaticidad del aceite pesado inicial antes de separar el aceite pesado inicial en la primera fracción y la segunda fracción. En otra modalidad no limitativa, la segunda fracción tiene una aromaticidad que es al menos 5% mayor que la aromaticidad del aceite pesado inicial antes de separar el aceite pesado inicial en la primera fracción y la segunda fracción.

Después que el aceite pesado inicial es separado en la primera fracción y la segunda fracción, la segunda fracción es entonces tratada adicionalmente para reducir la densidad y la viscosidad de la segunda fracción, haciendo de esta manera que la segunda fracción sea más fácil de bombear y transportar. Tal

tratamiento incluye, pero sin limitarse a, someter la segunda fracción a tratamiento térmico mediante calentar la segunda fracción y/o someter la segunda fracción a mejoramiento mecánico tal como cavitación hidrodinámica y/o ultrasónica y/u otras tecnologías de mejoramiento, tal como procesos de adición de hidrógeno, incluyendo el uso de donantes de hidrógeno, hidrógeno puro, y/o gas de síntesis. Como la primera fracción ha sido separada de la segunda fracción antes del mejoramiento de la segunda fracción, uno logra una reducción mejorada de la densidad y la viscosidad de la segunda fracción mientras se mantiene el contenido de olefinas de la segunda fracción en niveles aceptables.

En una modalidad no limitativa, la segunda fracción es sometida a tratamiento térmico, tal como viscorreducción, mediante calentar la segunda fracción a una temperatura de entre cerca de 200°C a cerca de 600°C, reduciendo así la densidad y la viscosidad de la segunda fracción. En otra modalidad no limitativa, la segunda fracción es tratada térmicamente mediante calentar a una temperatura desde cerca de 350°C a cerca de 450°C. Aún en otra modalidad no limitativa, la segunda fracción es tratada térmicamente mediante calentar a una temperatura desde cerca de 380°C a cerca de 420°C.

En una modalidad no limitativa, la segunda fracción es sometida al tratamiento térmico antes descrito, tal como reducción de la viscosidad, durante un periodo de tiempo desde cerca de 1 minuto a cerca de 20 minutos. En otra modalidad no limitativa, la segunda fracción es sometida al tratamiento térmico antes descrito, tal como reducción de la viscosidad, durante un periodo de tiempo desde cerca de 3 minutos a cerca de 8 minutos.

En otra modalidad no limitativa, la segunda fracción es calentada a una temperatura desde cerca de 200°C a cerca de 600°C, y luego se somete a cavitación hidrodinámica, reduciendo así la densidad y la viscosidad de la segunda fracción. En otra modalidad no limitativa, la segunda fracción es calentada a una temperatura desde cerca de 350°C a cerca de 450°C, y luego se somete a cavitación hidrodinámica, reduciendo así la densidad y la viscosidad de la segunda fracción. Aún en otra modalidad no limitativa, la segunda fracción es calentada a

una temperatura desde cerca de 380°C a cerca de 420°C, y luego se somete a cavitación hidrodinámica, reduciendo así la densidad y la viscosidad de la segunda fracción.

En una modalidad no limitativa, la segunda fracción es sometida a cavitación hidrodinámica mediante hacer pasar la segunda fracción desde un conducto dentro de una zona de cavitación, que está en la forma de una restricción o boquilla. En general, la proporción del ancho de la zona de cavitación respecto del ancho del conducto es desde cerca de 1/230 a cerca de 1/75. La proporción de la longitud de la zona de cavitación respecto del ancho de la zona de cavitación, en general, está entre cerca de 10 a cerca de 125. En otra modalidad no limitativa, la proporción de la longitud de la zona de cavitación respecto del ancho de la zona de cavitación, en general, está entre cerca de 50 a cerca de 125.

En una modalidad no limitativa, la segunda fracción es pasada por una zona de cavitación, la cual puede estar en la forma de una capilaridad o boquilla u otro tipo de restricción, a una velocidad entre cerca de 100 m/s a cerca de 300 m/s, y a medida que la segunda fracción pasa por la zona de cavitación tal como una capilaridad o boquilla, la segunda fracción es sometida a una caída de presión desde cerca de 150 psig a cerca de 5000 psig. En la zona de cavitación, la segunda fracción es sometida a cavitación. Como se conoce en la técnica, la cavitación es producida por micro burbujas de gas dispersado en la segunda fracción. Tales micro burbujas se expanden y luego implosionan o colapsan. La implosión o colapso de las micro burbujas eleva la temperatura en la interface entre las micro burbujas y la segunda fracción a niveles muy altos, por ejemplo, desde cerca de 1000°C a cerca de 2000°C, por un periodo de micro segundos, lo que facilita la formación de radicales libres y reacciones químicas.

En una modalidad no limitativa, la segunda fracción es pasada por la zona de cavitación a una velocidad entre cerca de 150 m/s a cerca de 300 m/s. En otra modalidad no limitativa, la segunda fracción es pasada por la zona de cavitación a una velocidad entre cerca de 200 m/s a cerca de 300 m/s.

En una modalidad no limitativa, la segunda fracción es sometida a una caída de presión en la zona de cavitación entre cerca de 400 psig a cerca de 4000 psig.

En otra modalidad no limitativa, la segunda fracción es sometida a una caída de presión en la zona de cavitación entre cerca de 1500 psig a cerca de 3500 psig.

Ejemplos de aparatos de cavitación hidrodinámica que tienen zonas de cavitación que pueden ser utilizados en la presente invención se divulgan en las Patentes Estadounidenses Nos. 7.943.035 y 8.105.480, cuyos contenidos se incorporan a la presente por referencia en su totalidad.

Así, en una modalidad no limitativa, la segunda fracción, la cual tiene un valor p de al menos 5% mayor que el valor p del aceite pesado inicial antes de la separación del aceite pesado inicial en la primera fracción y la segunda fracción, y una aromaticidad que no es más del 5% menos que la aromaticidad del aceite pesado inicial antes de la separación del aceite pesado inicial en la primera fracción y la segunda fracción, se calienta a una temperatura desde cerca de 385°C a cerca de 420°C, por lo cual una porción de la segunda fracción se vuelve vapor, y luego es pasada desde un conducto por una zona de cavitación hidrodinámica a una velocidad desde cerca de 100 m/s a cerca de 300 m/s, y a una caída de presión desde cerca de 150 psig a cerca de 5000 psig, y en donde la proporción del ancho de la zona de cavitación respecto del ancho del conducto es desde cerca de 1/230 a cerca de 1/75, y la proporción de la longitud de la zona de cavitación respecto del ancho de la zona de cavitación, en general, está entre cerca de 10 a cerca de 125. La segunda fracción es sometida a cavitación hidrodinámica durante un periodo de tiempo que en general no excede 10 segundos.

Debido a que ciertos componentes, tales como los compuestos alifáticos y parafínicos, fueron separados de la segunda fracción antes de someter la segunda fracción al tratamiento térmico y a la cavitación hidrodinámica antes descritos, uno

obtiene una reducción adicional mejorada de la densidad y la viscosidad de la segunda fracción, mientras que no se producen niveles inaceptables de olefinas como resultado de tal tratamiento térmico y cavitación. Esto es, la remoción de los fines livianos permite alcanzar un nivel umbral dado mejorado de olefinas con mayor densidad y viscosidad cuando se usa el tratamiento térmico, y/o la cavitación y/u otras tecnologías de mejoramiento.

En una modalidad no limitativa, después de que la segunda fracción es sometida a calentamiento y/o cavitación para reducir la densidad y la viscosidad de la segunda fracción, la segunda fracción puede ser sometida a más tratamiento para remover componentes no deseados, tales como nafta y sulfuro de hidrógeno, de esta.

Después que la segunda fracción es calentada y/o sometida a cavitación para reducir la densidad y la viscosidad de la misma, la segunda fracción es recombinada con al menos una porción de la primera fracción, la cual bulle a una temperatura que no excede 450°C. En una modalidad no limitativa, al menos 50% en peso de la primera fracción se recombina con el aceite pesado estable. La corriente de aceite pesado combinado resultante, la cual tiene un contenido de olefinas que no excede 1.0 en peso, es entonces transportado para posterior procesamiento.

La invención será ahora descrita con respecto a los dibujos, en donde,

La Figura 1 es un esquema de una modalidad del método para tratar un aceite pesado de acuerdo con la presente invención;

La Figura 2 es un gráfico que muestra la mejora en densidad (% kg/m^3) contra la medida de olefina ($\text{gBr}_2/100\text{g}$) de un aceite pesado mejorado que fue fraccionado para remover una fracción de 250°C antes del mejoramiento, seguido por re-mezclado con la fracción de 250°C, en comparación con un aceite pesado mejorado no fraccionado;

La Figura 3 es un gráfico que muestra el mejoramiento de la viscosidad (% cSt) contra la medida de olefina (gBr₂/100g) de un aceite pesado mejorado que fue fraccionado para remover una fracción de 250°C antes del mejoramiento, seguido por re-mezclado con la fracción de 250°C, en comparación con un aceite pesado mejorado no fraccionado;

La Figura 4 es un gráfico que muestra el mejoramiento de la densidad (% kg/m³) contra la medida de olefina (gBr₂/100g) de un aceite pesado mejorado que fue fraccionado para remover una fracción de 180°C antes del mejoramiento, seguido por re-mezclado con la fracción de 180°C, en comparación con un aceite pesado mejorado no fraccionado; y

La Figura 5 es un gráfico que muestra el mejoramiento de la densidad (% kg/m³) contra la medida de olefina (gBr₂/100g) de un aceite pesado mejorado que fue fraccionado para remover una fracción de 325°C antes del mejoramiento, seguido por re-mezclado con la fracción de 325°C, en comparación con un aceite pesado mejorado no fraccionado.

Haciendo ahora referencia a la Figura 1, un aceite pesado inicial en la línea 10 es bombeado y calentado y enviado al fraccionador 11. El fraccionador 11 es operado bajo condiciones tales que el aceite pesado es separado en dos fracciones, es decir, una primera fracción y una segunda fracción. En general, la primera fracción es una fracción de menor punto de ebullición que incluye componentes livianos tales como diluyentes, vapor de agua, hidrocarburos alifáticos, e hidrocarburos parafínicos. La segunda fracción es un aceite pesado que tiene un valor p de al menos 5% mayor que el valor p del aceite pesado inicial antes de la separación del aceite pesado inicial en la primera fracción y la segunda fracción, y tiene una aromaticidad que no es más del 5% menor que la aromaticidad del aceite pesado inicial antes de la separación del aceite pesado inicial en la primera fracción y la segunda fracción. En general, el fraccionador 11 es operado a una temperatura de no más de 450°C. Así, la primera fracción bulle a una temperatura que no excede 450°C. El fraccionador 11 puede ser operado, en modalidades no limitativas, a temperaturas que exceden ligeramente, por

ejemplo, los puntos de ebullición de 325°C, 250°C, 180°C, o 150°C, suministrando así primeras fracciones que bullen a temperaturas que no exceden 325°C, 250°C, 180°C, y 150°C, respectivamente.

La primera fracción, incluyendo los compuestos de bajo punto de ebullición, o componentes livianos, se retira del fraccionador 11 por la línea 12 y pasan a un tambor de reducción 17. Los gases desprendidos son retirados del tambor de reducción 17 por la línea 19, mientras que el resto de la primera fracción, o fracción liviana, se retira del tambor de reducción 17 por la línea 18. Así, una fracción, que tiene un punto de ebullición bajo o que tiene componentes livianos, es separada de la segunda fracción, por lo cual la segunda fracción es un aceite pesado que contiene una cantidad mínima de componentes que no pueden ser convertidos fácilmente a olefinas durante el mejoramiento posterior de la segunda fracción.

La segunda fracción es retirada del fraccionador 11 por la línea 13 y se somete a mejoramiento adicional para reducir la densidad y la viscosidad del aceite pesado, lo que se indica esquemáticamente como 14. Por ejemplo, la segunda fracción puede estar sometida a tratamiento térmico a una temperatura de cerca de 200°C a cerca de 600°C durante un periodo de tiempo de cerca de 1 minuto a cerca de 20 minutos, y luego ser sometida a cavitación hidrodinámica mediante hacer pasar la segunda fracción por una restricción o boquilla tal como aquellas descritas antes y a una velocidad y presión como se describió aquí antes. Debe entenderse, sin embargo, que el alcance de la presente invención no debe ser limitado a ningún proceso de mejoramiento específico para reducir la densidad y la viscosidad de la segunda fracción.

Luego de que la segunda fracción es mejorada, los gases no condensables o gases desprendibles son retirados de la zona de mejoramiento 14 por la línea 16, mientras que el resto de la segunda fracción, que es un aceite pesado que tiene la densidad y la viscosidad reducidas, se retira de la zona de mejoramiento 14 por la línea 15.

La fracción liviana en la línea 18 se pasa entonces a la línea 15, por lo cual la primera fracción o liviana se recombina con la segunda fracción. Antes de ser pasada a la línea 15, una porción de la fracción liviana puede ser retirada de la línea 18 por la línea 20.

La recombinación de al menos una porción de la fracción liviana desde la línea 18 con la segunda fracción en la línea 15 suministra una corriente de aceite pesado combinada en la línea 21 que tiene un contenido de olefinas que no excede 1,0 % en peso y tiene la densidad y la viscosidad reducidas, por lo cual tal aceite es más fácil de bombear t transportar, y puede ser sometido a procesos adicionales, tales como refinación.

EJEMPLOS

La invención será descrita ahora con relación a los siguientes ejemplos; sin embargo, el alcance de la presente invención no tiene el propósito de ser limitado por estos.

EJEMPLO 1

Un aceite pesado que tiene un valor p de 3,20 y una aromaticidad de 31% es destilado de modo que se remueven las fracciones que tengan puntos de ebullición de 180°C, 250°C, o 325°C. Los volúmenes recuperados, en porcentaje, de las fracciones removidas por destilación, y los incrementos en los valores p y la aromaticidad para los aceites pesados restantes, se miden para cada fracción. Los resultados se muestran en la Tabla 1 que sigue.

Temp. De destilación (°C)	Volumen recuperado (%)	Valor p	Incremento del valor p (%)	Aromaticidad	Incremento en aromaticidad (%)
Sin destilar	0,0%	3,20	0,0%	31%	0,0%
180	13,0%	3,57	11,6%	32%	3,2%
250	18,0%	3,58	11,9%	32%	3,2%

325	22,0%	3,54	10,6%	30%	-3,2%
-----	-------	------	-------	-----	-------

Los resultados anteriores muestran que, cuando las fracciones que bullen a temperaturas no mayores a 180°C, o no más de 250°C, o no más de 325°C, son removidas del aceite pesado, se da un aceite pesado que tiene una solubilidad de asfaltenos mejorada, como se muestra por el incremento en el valor p por encima de 10%, mientras que la aromaticidad del aceite pesado permanece en niveles aceptables.

EJEMPLO 2

Un aceite pesado fue destilado o evaporado para remover una fracción de 250°C. La temperatura de entrada en la columna de destilación o fraccionamiento era de 273°C. La fracción de aceite pesado de 250°C⁺ fue tratada entonces térmicamente mediante calentar a temperaturas de 390°C, 400°C, 410°C, y 420°C durante un periodo de tiempo de 6 minutos. Este aceite fue sometido a cavitación mediante pasar el aceite por una boquilla de cavitación que tiene una longitud de 1 pulgada y un diámetro de 0,008 pulgadas.

Después que la fracción de aceite pesado de 250°C⁺ fue sometida a cavitación, se recombinó con la fracción de 250°C.

Una segunda muestra de aceite pesado fue entonces sometida a un tratamiento térmico y a cavitación hidrodinámica como se describió aquí anteriormente, para reducir la densidad y la viscosidad del aceite pesado, pero no se removió de este aceite pesado una muestra de fracción que bulle a menos de 250°C antes de someter el aceite pesado al tratamiento térmico y a cavitación hidrodinámica.

Las Figuras 2 y 3 muestran el contenido de olefinas (medido en términos del número de bromo como gBr₂/100g) de ambas muestras como una función de las mejoras de la densidad y la viscosidad, respectivamente, para todas las temperaturas del tratamiento térmico. Los resultados muestran que la remoción de

la fracción de 250°C desde el aceite pesado, permite una reducción mayor en la densidad y la viscosidad con respecto a un nivel dado de olefinas. Inversamente, la remoción de la fracción de 250°C del aceite pesado, antes del mejoramiento del aceite pesado, suministra un aceite pesado con una reducción mejorada del contenido de olefinas con respecto a una reducción dada de la densidad y una reducción dada de la viscosidad.

EJEMPLO 3

Un aceite pesado fue destilado o evaporado para remover una fracción de 180°C. La temperatura de entrada en la columna de destilación o fraccionamiento era de 205°C. La fracción de aceite pesado de 180°C⁺ fue tratada entonces térmicamente mediante calentar a temperaturas de 390°C, 400°C, 410°C, y 420°C durante un periodo de tiempo de 6 minutos. Este aceite fue sometido a cavitación mediante pasar el aceite por una boquilla de cavitación que tiene una longitud de 1 pulgada y un diámetro de 0,008 pulgadas. Después que la fracción de aceite pesado de 180°C⁺ fue sometida a cavitación, produciendo así un aceite pesado con densidad y viscosidad reducidas, se recombino con la fracción de 180°C.

Una segunda muestra de aceite pesado fue entonces sometida a un tratamiento térmico y a cavitación hidrodinámica como se describió aquí anteriormente, para reducir la densidad y la viscosidad del aceite pesado, pero no se removió de este aceite pesado una muestra de fracción que bulle a menos de 180°C antes de someter el aceite pesado al tratamiento térmico y a cavitación hidrodinámica.

La Figura 4 muestra el contenido de olefinas (medido en términos del número de bromo como gBr₂/100g) de ambas muestras como una función de las mejoras de la densidad y la viscosidad, respectivamente, para todas las temperaturas del tratamiento térmico. Los resultados muestran que la remoción de la fracción de 180°C desde el aceite pesado, antes del mejoramiento del aceite pesado, permite una reducción mayor en la densidad con respecto a un nivel dado de olefinas. Inversamente, la remoción de la fracción de 180°C del aceite pesado,

antes del mejoramiento del aceite pesado, suministra un aceite pesado con una reducción mejorada del contenido de olefinas con respecto a una reducción dada de la densidad.

EJEMPLO 4

Un aceite pesado fue destilado o evaporado para remover una fracción de 325°C. La temperatura de entrada en la columna de destilación o fraccionamiento era de 345°C. La fracción de aceite pesado de 325°C⁺ fue tratada entonces térmicamente mediante calentar a temperaturas de 390°C, 400°C, 410°C, y 420°C durante un periodo de tiempo de 6 minutos. Este aceite fue sometido a cavitación mediante pasar el aceite por una boquilla de cavitación que tiene una longitud de 1 pulgada y un diámetro de 0,008 pulgadas.

Después que la fracción de aceite pesado de 325°C⁺ fue sometida a cavitación, produciendo así un aceite pesado con densidad y viscosidad reducidas, se recombino con la fracción de 325°C.

Una segunda muestra de aceite pesado fue entonces sometida a un tratamiento térmico y a cavitación hidrodinámica como se describió aquí anteriormente, para reducir la densidad y la viscosidad del aceite pesado, pero no se removió de este aceite pesado una muestra de fracción que bulle a menos de 325°C antes de someter el aceite pesado al tratamiento térmico y a cavitación hidrodinámica.

La Figura 5 muestra el contenido de olefinas (medido en términos del número de bromo como gBr₂/100g) de ambas muestras como una función de las mejoras de la densidad, para todas las temperaturas del tratamiento térmico. Los resultados muestran que la remoción de la fracción de 325°C del aceite pesado, antes del mejoramiento del aceite pesado, permite una reducción mayor en la densidad con respecto a un nivel dado de olefinas. Inversamente, la remoción de la fracción de 325°C del aceite pesado, antes del mejoramiento del aceite pesado, suministra un aceite pesado con una reducción mejorada del contenido de olefinas con respecto a una reducción dada de la densidad.

Las divulgaciones de todas las patentes y publicaciones, incluyendo solicitudes de patente publicadas, se incorporan aquí por referencia al mismo grado como si cada patente y publicación se hubieran incorporado individualmente por referencia.

Se debe entender, sin embargo, que el alcance de la presente invención no está limitado a las modalidades específicas descritas antes. La invención puede ser practicada diferente a lo particularmente descrito y aun así estar dentro del alcance de las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Un proceso para tratar un aceite pesado para suministrar un aceite pesado tratado que tenga la densidad y la viscosidad reducidas, y un contenido de olefinas que no exceda 1,0% en peso, comprende:
 - (a) Separar un aceite pesado inicial en una primera fracción y una segunda fracción, en donde dicha segunda fracción comprende un aceite pesado que tiene un valor p de al menos 5% mayor que el valor p de dicho aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción, y dicha segunda fracción tiene una aromaticidad que no es más del 5% menor que la aromaticidad de dicho aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción;
 - (b) Reducir la densidad y la viscosidad de dicha segunda fracción; y
 - (c) Combinar dicha segunda fracción con al menos una porción de dicha primera fracción para suministrar un aceite pesado tratado que tenga un contenido de olefinas que no excede 1,0% en peso.
2. El proceso de la reivindicación 1 en donde dicha primera fracción tiene un rango de ebullición que no excede 450°C.
3. El proceso de la reivindicación 2 en donde dicha primera fracción tiene un rango de ebullición que no excede 325°C.
4. El proceso de la reivindicación 3 en donde dicha primera fracción tiene un rango de ebullición que no excede 250°C.
5. El proceso de la reivindicación 4 en donde dicha primera fracción tiene un rango de ebullición que no excede 180°C.
6. El proceso de la reivindicación 5 en donde dicha primera fracción tiene un rango de ebullición que no excede 150°C.
7. El proceso de la reivindicación 1 en donde dicha segunda fracción tiene un valor p que es al menos 10% mayor que el valor p del aceite pesado inicial

antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción.

8. El proceso de la reivindicación 7 en donde dicha segunda fracción tiene un valor p que es al menos 15% mayor que el valor p del aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción.
9. El proceso de la reivindicación 8 en donde dicha segunda fracción tiene un valor p que es al menos 25% mayor que el valor p del aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción.
10. El proceso de la reivindicación 1 en donde dicha segunda fracción tiene una aromaticidad que no es más de 3% menor que la aromaticidad del aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción.
11. El proceso de la reivindicación 10 en donde dicha segunda fracción tiene una aromaticidad que es al menos 3% mayor que la aromaticidad del aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción.
12. El proceso de la reivindicación 11 en donde dicha segunda fracción tiene una aromaticidad que es al menos 5% mayor que la aromaticidad del aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción.
13. El proceso de la reivindicación 1 en donde la densidad y la viscosidad de dicha segunda fracción se han reducido mediante calentar dicha segunda fracción a una temperatura desde cerca de 200°C a cerca de 600°C.
14. El proceso de la reivindicación 13 en donde la densidad y la viscosidad de dicha segunda fracción se han reducido mediante calentar dicha segunda fracción a una temperatura desde cerca de 350°C a cerca de 450°C.
15. El proceso de la reivindicación 14 en donde la densidad y la viscosidad de dicha segunda fracción se han reducido mediante calentar dicha segunda fracción a una temperatura desde cerca de 380°C a cerca de 420°C.

- 16.El proceso de la reivindicación 1 en donde dicha segunda fracción es calentada durante un periodo de tiempo desde cerca de 1 minuto a cerca de 20 minutos.
17. El proceso de la reivindicación 16 en donde dicha segunda fracción es calentada durante un periodo de tiempo desde cerca de 3 minuto a cerca de 8 minutos.
- 18.El proceso de la reivindicación 1 en donde la densidad y la viscosidad de dicha segunda fracción se reducen mediante someter dicha segunda fracción a cavitación.
- 19.El proceso de la reivindicación 18 en donde dicha segunda fracción es sometida a cavitación hidrodinámica.
- 20.El proceso de la reivindicación 19 en donde dicha segunda fracción es sometida a cavitación hidrodinámica mediante pasar dicha segunda fracción desde un conducto por una zona de cavitación, en donde la proporción del ancho de la zona de cavitación respecto del ancho de dicho conducto es de cerca de $1/230$ a $1/75$.
- 21.El proceso de la reivindicación 20 en donde la proporción de la longitud de la zona de cavitación respecto del ancho de la zona de cavitación es de cerca de 10 a 125.
- 22.El proceso de la reivindicación 21 en donde la proporción de la longitud de la zona de cavitación respecto del ancho de la zona de cavitación es de cerca de 50 a 125.
- 23.El proceso de la reivindicación 1 en donde la densidad y la viscosidad de dicha segunda fracción se han reducido mediante calentar dicha segunda fracción a una temperatura desde cerca de 200°C a cerca de 600°C , y luego se somete dicha segunda fracción a cavitación.

- 24.El proceso de la reivindicación 23 en donde dicha segunda fracción es calentada a una temperatura desde cerca de 350°C a cerca de 450°C.
25. El proceso de la reivindicación 24 en donde dicha segunda fracción es calentada a una temperatura desde cerca de 380°C a cerca de 420°C.
- 26.El proceso de la reivindicación 23 en donde dicha segunda fracción es sometida a cavitación hidrodinámica.
- 27.El proceso de la reivindicación 26 en donde dicha segunda fracción es sometida a cavitación hidrodinámica mediante pasar dicha segunda fracción desde un conducto por una zona de cavitación, en donde la proporción del ancho de la zona de cavitación respecto del ancho de dicho conducto es de cerca de 1/230 a 1/75.
- 28.El proceso de la reivindicación 27 en donde la proporción de la longitud de la zona de cavitación respecto del ancho de la zona de cavitación es de cerca de 10 a 125.
- 29.El proceso de la reivindicación 28 en donde la proporción de la longitud de la zona de cavitación respecto del ancho de la zona de cavitación es de cerca de 50 a 125.
- 30.El proceso de la reivindicación 1 en donde la densidad y la viscosidad de dicha segunda fracción se han reducido mediante someter a dicha segunda fracción a un proceso de adición de hidrógeno.

RESUMEN

Un proceso para tratar un aceite pesado para suministrar un aceite pesado tratado que tenga la densidad y la viscosidad reducidas, como también un contenido de olefinas que no exceda 1,0% en peso. El proceso comprende separar el aceite pesado inicial en una primera fracción, que en general contiene componentes con un punto de ebullición bajo, y una segunda fracción. La segunda fracción comprende un aceite pesado que tiene un valor p de al menos 5% mayor que el valor p de dicho aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción, y la segunda fracción tiene una aromaticidad que no es más del 5% menor que la aromaticidad de dicho aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción. La segunda fracción es entonces mejorada para reducir la densidad y la viscosidad del aceite pesado. Después que la segunda fracción es mejorada, esta se recombina con al menos una porción de dicha primera fracción para suministrar un aceite pesado tratado que tenga un contenido de olefinas que no excede 1,0% en peso. La separación del aceite pesado inicial en la primera y segunda fracciones le permite a uno lograr una reducción mejorada de la densidad y la viscosidad del aceite pesado tratado mientras que se mantiene el contenido de olefinas en un nivel aceptable.

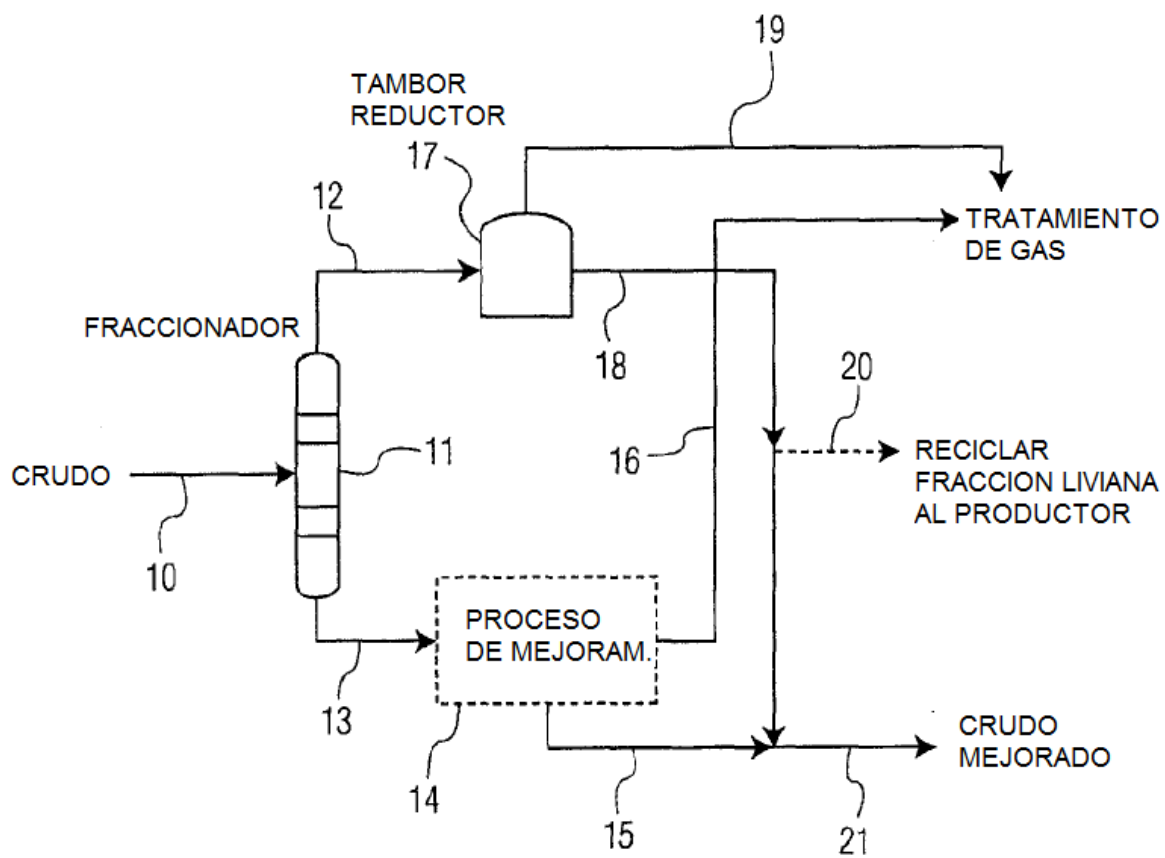


FIG. 1

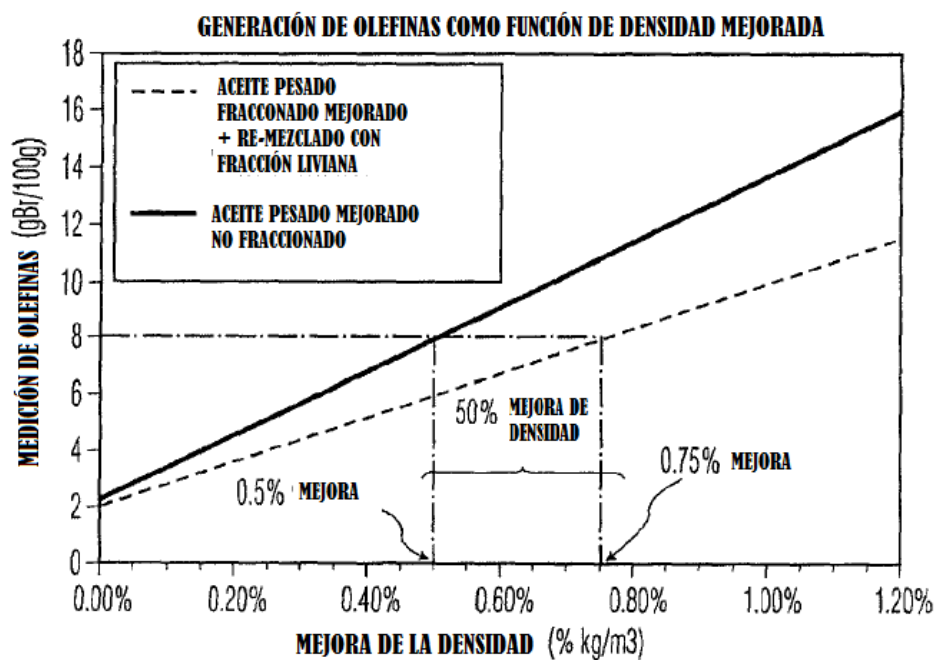


FIG. 2

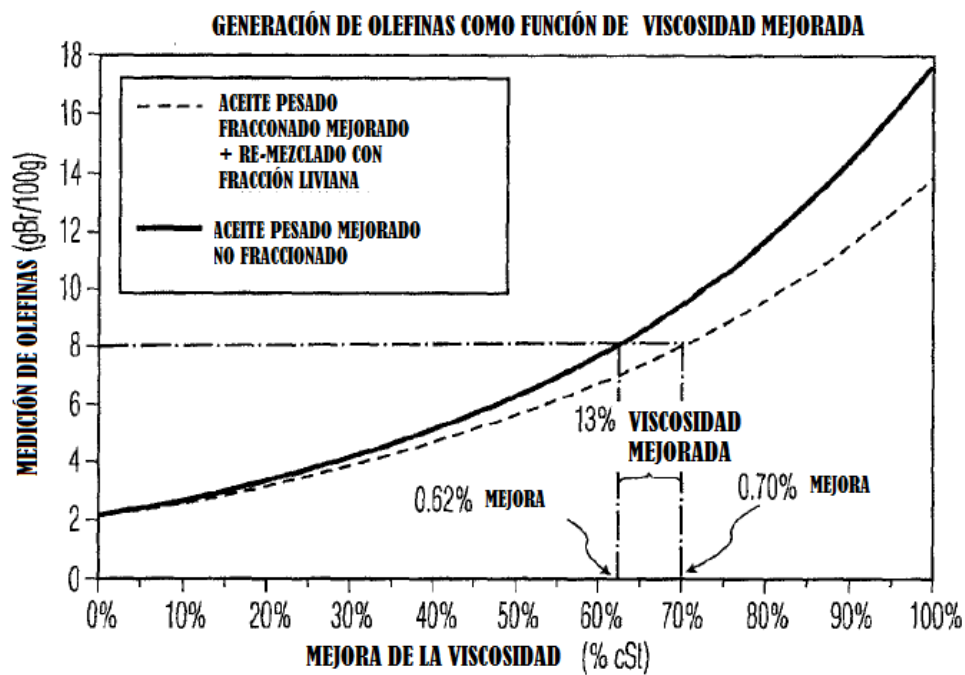


FIG. 3

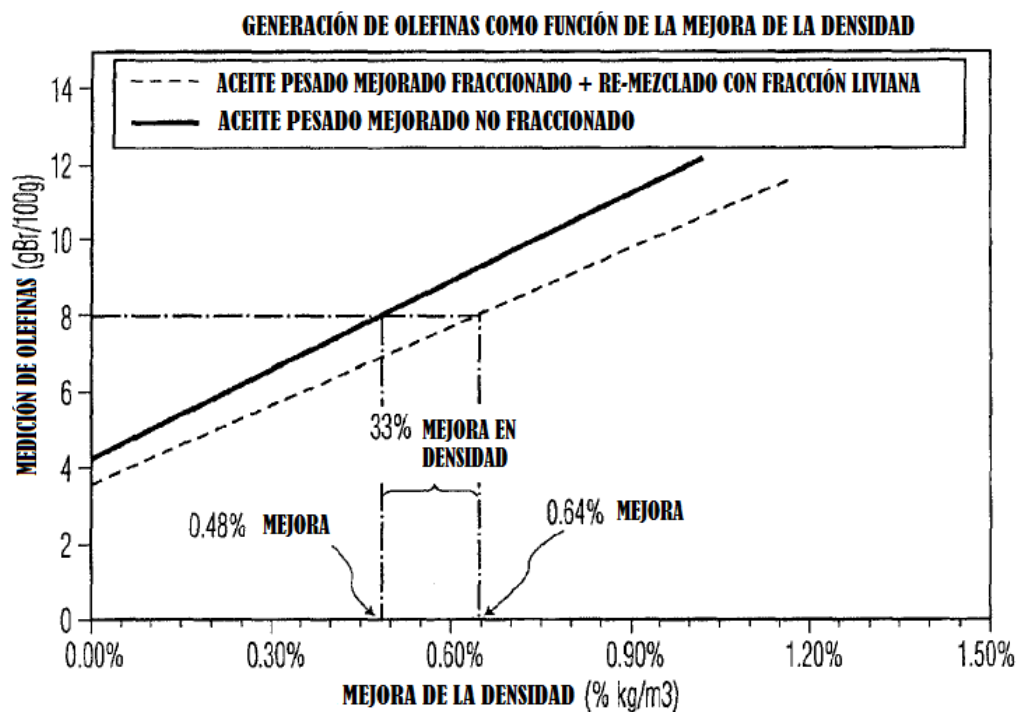


FIG. 4

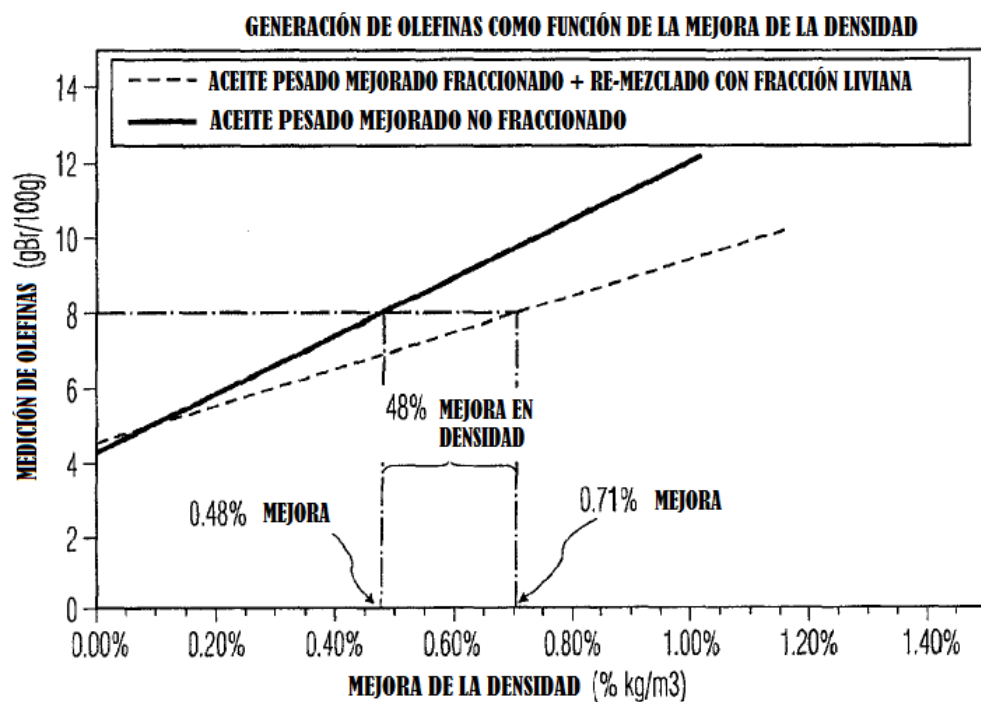


FIG. 5



(51) International Patent Classification:

C10G 31/06 (2006.01) C10G 45/00 (2006.01)
C10G 31/00 (2006.01)

(21) International Application Number:

PCT/CA2014/050760

(22) International Filing Date:

11 August 2014 (11.08.2014)

(25) Filing Language:

English

(26) Publication Language:

English

(30) Priority Data:

61/864,827 12 August 2013 (12.08.2013) US

(71) Applicant: FRACTAL SYSTEMS, INC. [CA/CA]; 4070
Portland Boulevard, Sherbrooke, Québec J1L 2Y4 (CA).(72) Inventors: CHORNET, Michel; 116 Forrest Drive, Sher-
wood Park, Alberta T8A 5Z9 (CA). CHRONOPOULOS,
Christos; 1110 Rue De Forillon, Sherbrooke, Québec J1N
4K9 (CA). DEHKISSIA, Soumaine; 401-1580 Adélaide -
Collette, Sherbrooke, Québec J1H 4V8 (CA).(74) Agent: SMART & BIGGAR; P.O. Box 2999, Station D.,
900 - 55 Metcalfe Street, Ottawa, Ontario K1P 6L5 (CA).

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

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

Published:

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

(54) Title: TREATMENT OF HEAVY OILS TO REDUCE OLEFIN CONTENT

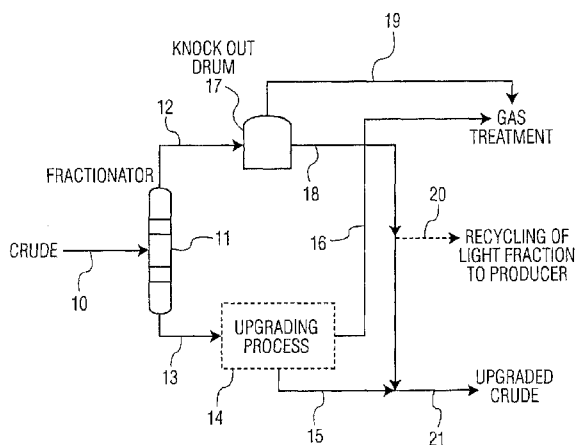


FIG. 1

(57) Abstract: A process for treating heavy oil to provide a treated heavy oil having a reduced density and viscosity, as well as an olefin content that does not exceed 1.0 wt. %. The process comprises separating the initial heavy oil into a first fraction, which in general contains lower-boiling components, and a second fraction. The second fraction comprises a heavy oil having a p-value of at least 5% greater than the p-value of the initial heavy oil prior to separating the initial heavy oil into the first fraction and the second fraction, and the second fraction has an aromaticity that is no more than 5% less than the aromaticity of the initial heavy oil prior to separating the initial heavy oil into the first fraction and the second fraction. The second fraction is then upgraded to reduce the density and viscosity of the heavy oil. After the second fraction is upgraded, it is recombined with at least a portion of the first fraction to provide a treated heavy oil having an olefin content that does not exceed 1.0 wt. %. The separation of the initial heavy oil into first and second fractions enables one to achieve improved reduction of the density and viscosity of the treated heavy oil while maintaining the olefin content at an acceptable level.

TREATMENT OF HEAVY OILS TO REDUCE OLEFIN CONTENT

This application claims priority based on provisional Application Serial No. 61/864,827, filed August 12, 2013, the contents of which are incorporated by reference in their entirety.

This invention relates to the treatment of heavy oils to achieve improved reduction of the density and viscosity of the heavy oils, while maintaining the olefin content of the heavy oils at acceptable levels. More particularly, this invention relates to treating a heavy oil by separating the heavy oil into a first, or lower-boiling range, or light, fraction, and a second, or higher-boiling range, or heavy, fraction. The second, or heavy, fraction is upgraded, such as by thermal (e.g., visbreaking), mechanical (e.g., hydrodynamic and/or ultrasonic cavitation), oxydesulfurization and/or other upgrading processes in order to reduce its density and viscosity. After upgrading, it is recombined with at least a portion of the first fraction to provide a treated heavy oil having an olefin content that does not exceed 1.0 wt. %.

The term "heavy oil", as used herein, includes oils which are classified by the American Petroleum Institute (API), as heavy oils or extra heavy oils, as well as blended oils, such as dilbit (a diluent-bitumen blend) or synbit (a synthetic oil-bitumen blend). In general, a heavy hydrocarbon oil has an API gravity between 22.3° (density of 920 kg/m³ or 0.920 g/cm³) and 10.0° (density of 1,000 kg/m³ or 1 g/cm³). An extra heavy oil in general has an API gravity of less than 10.0° (density greater than 1,000 kg/m³ or greater than 1 g/cm³). For example, heavy oils may be extracted from oil sands, atmospheric tar bottoms products, vacuum tar bottoms products, shale oils, coal-derived liquids, crude oil residues, and topped crude oils.

Heavy oils in general have macro and micro structural properties as well as having specific chemical constitutive molecules. The chemical constitutive molecules belong to two generic categories, maltenes and asphaltenes. Maltenes are soluble in pentane or light saturated hydrocarbons, while asphaltenes are soluble in toluene but insoluble in pentane or light saturated hydrocarbons. Also present in the heavy oils are metals, particularly nickel and vanadium. The metals are associated mainly with the asphaltenes. The spatial organization of maltenes and asphaltenes results in the macro and micro structural properties, with the molecular organization causing the high viscosities, which pose a problem in transporting such oils, and in separating the asphaltenes from the maltenes.

More particularly, the asphaltenes are formed by a core of polynuclear aromatic molecules grouped in layers, to which alkyl chains are attached. The core is surrounded by and immersed in the maltene material. The maltene material includes free saturates (some of them cyclic), mono- and diaromatics, polyaromatics, and polar components or resins which are believed to be associated closely with the asphaltenes. This organization is considered to be the microstructure and the core of the asphaltenes can be considered as possessing microcrystalline arrangements. The microstructural organization forms aggregates in which several microcrystalline arrangements form a micellar structure known as a macrostructure. The micellar structure or macrostructure has strong associative and cohesive forces between the aggregates, which accounts for the high viscosity of the heavy oil.

Heavy oils may be upgraded in order to decrease their density and viscosity, thus making the heavy oil more pumpable and transportable. Such upgrading may include

thermal processes, mechanical processes, such as hydrodynamic and/or ultrasonic cavitation, or a combination of thermal and mechanical processes, and/or hydrogen addition processes, and/or oxydesulfurization.

Such upgrading of the heavy oil, however, may result in the formation of undesirable amounts of olefins or unsaturated compounds, also known as alkenes. The term "olefin", as used herein, means any unsaturated hydrocarbon containing one or more pairs of carbon atoms linked by a double bond. Olefins may decrease the stability of the heavy oil, and/or may create problems during transportation and refining. In addition, olefins and aromatics are precursors of coke formation.

Thus, it is desired to reduce the density and viscosity of a heavy oil as much as possible, while preventing the formation of an unacceptable amount or level of olefins. Such a heavy oil also will have desired stability, and a desired aromaticity, and will have improved pumpability and transportability.

Olefin content can be measured by the bromine number test or by the proton Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy (HNMR) test. The bromine number is the amount of bromine (in grams) absorbed by 100 grams of a sample. The bromine number is measured according to the ASTM-D1159 procedure. The number indicates the degree of unsaturation, which is related to olefin content. A bromine number under 10 is considered acceptable for normal crude oil handling. The HNMR test measures olefin content on the full crude by mass as 1-decene equivalent. A test result that is greater than 1.0% olefin by mass as 1-decene equivalent indicates the presence of an unacceptable amount of olefins. A bromine number of 10 corresponds generally and approximately to an olefin content of 1.0% by weight. With respect to the transportation

of heavy oils, the olefin content of the heavy oil should not exceed 1.0% by weight, as measured by HNMR or bromine number.

The p-value of a heavy oil is a measure of the flocculation potential of asphaltenes and their tendency to form solid deposits. The p-value is a stability indicator and also is a measure of asphaltene solubility. The p-value is determined by testing the heavy oil according to the ASTM-D7157 method or a method similar to ASTM D-7157, and ranges from 1 (unstable) to 5 (very stable). The method consists of solubilizing three samples of the heavy oil using different amounts of toluene or xylenes. These three different mixtures of heavy oil samples and aromatic solvent (i.e., toluene or xylene) then are titrated with a paraffinic solvent, such as n-heptane, to precipitate the asphaltenes. The amounts of heavy oil and solvents added, including the titration solvent, up to the onset of the peptization of the asphaltenes, are used to calculate the stability parameters and their intrinsic stability. A p-value which is at least 1.5 indicates that the heavy oil is stable, while a heavy oil having a p-value of less than 1.5 generally is considered unstable.

Aromaticity is measured using a carbon-13 NMR (or ^{13}C NMR or carbon NMR) test. In this test, nuclear magnetic resonance (NMR) is applied to carbon. This test is analogous to proton NMR (^1H NMR) testing and allows the identification among others of aromatic carbon atoms in an organic molecule just as proton NMR testing identifies hydrogen atoms. By using ^{13}C NMR, one can determine the level of aromaticity in a heavy oil.

Applicants have discovered that, by removing aliphatic or paraffinic components that are concentrated in the lighter fractions of a heavy oil prior to upgrading the heavy

oil, the solubility of the asphaltenes is increased (as shown by the observed increase in the p-value), which in turn reduces the formation of olefins during upgrading of the heavy oil, such as by thermal treatment, mechanical treatment (e.g., hydrodynamic and/or ultrasonic cavitation), oxydesulfurization, and/or hydrogen addition processes, to reduce the density and viscosity of the heavy oil.

Therefore, by removing such aliphatic or paraffinic components that are contained in the lighter fractions of the heavy oil prior to upgrading the heavy oil, Applicants have achieved through a subsequent upgrading process improved reduction of the density and viscosity of the heavy oil while maintaining the olefin content at acceptable levels.

Thus, in accordance with an aspect of the present invention, there is provided a process for treating a heavy oil to provide a treated heavy oil having a reduced density and viscosity and an olefin content that does not exceed 1.0 wt. %. The process comprises a pre-treatment which comprises separating the initial heavy oil into a first fraction and a second fraction. The second fraction comprises a heavy oil having a p-value of at least 5% greater than the p-value of the initial heavy oil prior to separating the initial heavy oil into the first fraction and the second fraction. The second fraction also has an aromaticity that is no more than 5% less than the aromaticity of the initial heavy oil prior to separating the initial heavy oil into the first fraction and the second fraction. The density and viscosity of the second fraction then are reduced. The second fraction then is combined or rebled with at least a portion of the first fraction to provide a treated heavy oil having an olefin content that does not exceed 1.0 wt. %.

Although the scope of the present invention is not to be limited to any theoretical reasoning, it is believed that when the initial heavy oil is separated into a first fraction and a second fraction as hereinabove described, the first fraction, in general, contains low-boiling components such as aliphatic or paraffinic components which, if not separated from the heavy oil, may result in the formation of olefins when the heavy oil is subjected to upgrading to reduce the density and viscosity of the heavy oil. By removing these components prior to upgrading the heavy oil, the solubility of the asphaltenes is increased, and one achieves improved reduction of the density and viscosity of the heavy oil while the possibility of the formation of unacceptable levels of olefin is reduced, and the resulting upgraded heavy oil is more pumpable and transportable, while further density and viscosity reductions are possible with respect to a given threshold level of olefin.

In general, the initial heavy oil is separated into a first fraction and a second fraction by flashing, boiling, distilling, or fractionating the heavy oil. In a non-limiting embodiment, the first fraction has a boiling range that does not exceed 450°C, i.e., none of the components in the first fraction boils at a temperature that exceeds 450°C. In another non-limiting embodiment, the first fraction has a boiling range that does not exceed 325°C. In yet another non-limiting embodiment, the first fraction has a boiling range that does not exceed 250°C. In a further non-limiting embodiment, the first fraction has a boiling range that does not exceed 180°C. In another non-limiting embodiment, the first fraction has a boiling range that does not exceed 150°C.

In a non-limiting embodiment, the second fraction has a p-value which is at least 10% greater than the p-value of the initial heavy oil prior to separating the initial heavy

oil into the first fraction and the second fraction. In another non-limiting embodiment, the second fraction has a p-value which is at least 15% greater than the p-value of the initial heavy oil prior to separating the initial heavy oil into the first fraction and the second fraction. In yet another non-limiting embodiment, the second fraction has a p-value which is at least 25% greater than the p-value of the initial heavy oil prior to separating the initial heavy oil into the first fraction and the second fraction.

In a non-limiting embodiment, the second fraction has an aromaticity that is no more than 3% less than the aromaticity of the initial heavy oil prior to separating the initial heavy oil into the first fraction and the second fraction. In another non-limiting embodiment, the second fraction has an aromaticity that is at least 3% greater than the aromaticity of the initial heavy oil prior to the separation of the initial heavy oil into the first fraction and the second fraction. In yet another non-limiting embodiment, the second fraction has an aromaticity that is at least 5% greater than the aromaticity of the initial heavy oil prior to the separation of the initial heavy oil into the first fraction and the second fraction.

After the initial heavy oil is separated into the first fraction and the second fraction, the second fraction then is treated further to reduce the density and viscosity of the second fraction, thereby making the second fraction more pumpable and transportable. Such treatment includes, but is not limited to, subjecting the second fraction to thermal treatment by heating the second fraction and/or subjecting the second fraction to mechanical upgrading such as hydrodynamic and/or ultrasonic cavitation and/or other upgrading technologies, such as hydrogen addition processes, including using hydrogen donors, pure hydrogen, and/or synthesis gas. Because the

first fraction has been separated from the second fraction prior to the upgrading of the second fraction, one achieves improved reduction of the density and viscosity of the second fraction while maintaining the olefin content of the second fraction at acceptable levels.

In a non-limiting embodiment, the second fraction is subjected to thermal treatment, such as visbreaking, by heating the second fraction to a temperature of from about 200°C to about 600°C, thereby reducing the density and viscosity of the second fraction. In another non-limiting embodiment, the second fraction is treated thermally by heating to a temperature of from about 350°C to about 450°C. In yet another non-limiting embodiment, the second fraction is treated thermally by heating to a temperature of from about 380°C to about 420°C.

In a non-limiting embodiment, the second fraction is subjected to the hereinabove described thermal treatment, such as visbreaking, for a period of time of from about 1 minute to about 20 minutes. In another non-limiting embodiment, the second fraction is subjected to the above-mentioned thermal treatment for a period of time of from about 3 minutes to about 8 minutes.

In another non-limiting embodiment, the second fraction is heated to a temperature of from about 200°C to about 600°C, and then subjected to hydrodynamic cavitation, thereby reducing the density and viscosity of the second fraction. In another non-limiting embodiment, the second fraction is heated to a temperature of from about 350°C to about 450°C, and then is subjected to hydrodynamic cavitation to reduce the density and viscosity of the second fraction. In yet another non-limiting embodiment, the second fraction is heated to a temperature of from about 380°C to about 420°C, and

then is subjected to hydrodynamic cavitation to reduce the density and viscosity of the second fraction.

In another non-limiting embodiment, the second fraction is subjected to hydrodynamic cavitation by passing the second fraction from a conduit into a cavitation zone, which is in the form of a restriction or nozzle. In general, the ratio of the width of the cavitation zone to the width of the conduit is from about 1/230 to about 1/75. The ratio of the length of the cavitation zone to the width of the cavitation zone, in general, is from about 10 to about 125. In another non-limiting embodiment, the ratio of the length of the cavitation zone to the width of the cavitation zone is from about 50 to about 125.

In a non-limiting embodiment, the second fraction is passed through the cavitation zone, which may be in the form of a capillary or nozzle or other type of restriction, at a velocity of from about 100 m/sec to about 300 m/sec, and as the second fraction passes through the cavitation zone such as a capillary or nozzle, the second fraction is subjected to a pressure drop of from about 150 psig to about 5,000 psig. In the cavitation zone, the second fraction is subjected to cavitation. As known in the art, cavitation is produced by microbubbles of gas dispersed in the second fraction. Such microbubbles expand and then implode or collapse. The implosion or collapse of the microbubbles raises the temperature at the interface of the microbubbles and second fraction to very high levels, for example, from about 1,000°C to about 2,000°C, for a period of microseconds, which facilitates free radical formation and chemical reactions.

In a non-limiting embodiment, the second fraction is passed through the cavitation zone at a velocity of from about 150m/sec to about 300 m/sec. In another

embodiment, the second fraction is passed through the cavitation zone at a velocity of from about 200 m/sec to about 300 m/sec.

In a non-limiting embodiment, the second fraction is subjected to a pressure drop in the cavitation zone of from about 400 psig to about 4,000 psig.

In another non-limiting embodiment, the second fraction is subjected to a pressure drop in the cavitation zone of from about 1,500 psig to about 3,500 psig.

Examples of hydrodynamic cavitation apparatuses having cavitation zones that may be used in the present invention are disclosed in U.S. Patent Nos. 7,943,035 and 8,105,480, the contents of which are incorporated by reference in their entireties.

Thus, in a non-limiting embodiment, the second fraction, which has a p-value of at least 5% greater than the p-value of the initial heavy oil prior to separating the initial heavy oil into the first fraction and the second fraction, and an aromaticity that is no more than 5% less than the aromaticity of the initial heavy oil prior to separating the initial heavy oil into the first fraction and the second fraction, is heated to a temperature of from about 385°C to about 420°C, whereby a portion of the second fraction becomes a vapor, and then is passed from a conduit through a hydrodynamic cavitation zone at a velocity of from about 100 m/sec to about 300 m/sec, and at a pressure drop of from about 150 psig to about 5,000 psig, and wherein the ratio of the width of the cavitation zone to the width of the conduit is from about 1/230 to about 1/75, and the ratio of the length of the cavitation zone to the width of the cavitation zone is from about 10 to about 125. The second fraction is subjected to hydrodynamic cavitation for a period of time which in general does not exceed 10 seconds.

Because certain components, such as aliphatic and paraffinic compounds, were separated from the second fraction prior to subjecting the second fraction to the above-mentioned thermal treatment and hydrodynamic cavitation, one obtains improved or further reduction of the density and viscosity of the second fraction, while unacceptable levels of olefins are not produced as a result of such thermal treatment and cavitation. That is, the removal of the lighter ends permits reaching a given threshold level of olefins with greater density and viscosity upgrades when using thermal treatment, and/or cavitation and/or other upgrading technologies.

In a non-limiting embodiment, after the second fraction is subjected to heating and/or cavitation to reduce the density and viscosity of the second fraction, the second fraction may be subjected to further treatment to remove undesired components, such as naphtha and hydrogen sulfide, therefrom.

After the second fraction is heated and/or subjected to cavitation to reduce the density and viscosity thereof, the second fraction is recombined with at least a portion of the first fraction, which boils at a temperature that does not exceed 450°C. In a non-limiting embodiment, at least 50 wt. % of the first fraction is recombined with the stable heavy oil. The resulting combined heavy oil stream, which has an olefin content that does not exceed 1.0 wt. %, then is transported for further processing.

The invention now will be described with respect to the drawings, wherein.

Figure 1 is a schematic of an embodiment of the method for treating a heavy oil in accordance with the present invention;

Figure 2 is a graph showing density upgrade (% kg/m³) versus olefin measurement (gBr₂/100g) of an upgraded heavy oil that was fractionated to remove a

250°C fraction prior to upgrading, followed by reblending with the 250°C fraction, compared to a non-fractionated upgraded heavy oil;

Figure 3 is a graph showing viscosity upgrade (% cSt) versus olefin measurement (gBr₂/100g) of an upgraded heavy oil that was fractionated to remove a 250°C fraction prior to upgrading, followed by reblending with the 250°C fraction, compared to a non-fractionated upgraded heavy oil;

Figure 4 is a graph showing density upgrade (% kg/m³) versus olefin measurement (gBr₂/100g) of an upgraded heavy oil that was fractionated to remove a 180°C fraction prior to upgrading, following by reblending with the 180°C fraction, compared to a non-fractionated heavy oil; and

Figure 5 is a graph showing density upgrade (% kg/m³) versus olefin measurement (gBr₂/100g) of an upgraded heavy oil that was fractionated to remove a 325°C fraction prior to upgrading, followed by reblending with the 325°C fraction, compared to a non-fractionated heavy oil.

Referring now to Figure 1, an initial heavy oil in line 10 is pumped and heated and sent to fractionator 11. Fractionator 11 is operated under conditions such that the heavy oil is separated into two fractions, i.e., a first fraction and a second fraction. In general, the first fraction is a lower-boiling fraction that includes light components such as diluents, water vapor, aliphatic hydrocarbons, and paraffinic hydrocarbons. The second fraction is a heavy oil that has a p-value that is at least 5% greater than the p-value of the initial heavy oil prior to the separation of the initial heavy oil into the first fraction and the second fraction, and has an aromaticity that is no more than 5% less than the aromaticity of the initial heavy oil prior to the separation of the initial heavy oil

into the first fraction and the second fraction. In general, fractionator 11 is operated at a temperature of no more than 450°C. Thus, the first fraction boils at a temperature that does not exceed 450°C. Fractionator 11 may be operated, in non-limiting embodiments, at temperatures that exceed slightly, for example, boiling points of 325°C, 250°C, 180°C, or 150°C, thereby providing first fractions that boil at temperatures that do not exceed 325°C, 250°C, 180°C, and 150°C, respectively.

The first fraction, including the lower-boiling compounds, or light components, is withdrawn from fractionator 11 through line 12 and passed to knock-out drum 17. Off gases are withdrawn from knock-out drum 17 through line 19, while the remainder of the first, or light, fraction is withdrawn from knock-out drum 17 through line 18. Thus, a fraction that has low-boiling point, or that has light, components is separated from the second fraction, whereby the second fraction is a heavy oil that contains a minimal amount of components that may not be converted easily to olefins during further upgrading of the second fraction.

The second fraction is withdrawn from fractionator 11 through line 13 and subjected to further upgrading to reduce the density and viscosity of the heavy oil, schematically indicated as 14. For example, the second fraction may be subjected to thermal treatment at a temperature of about 200°C to about 600°C for a period of time of from about 1 minute to about 20 minutes, and then subjected to hydrodynamic cavitation by passing the second fraction through a restriction or nozzle such as those hereinabove described and at a velocity and pressure as hereinabove described. It is to be understood, however, that the scope of the present invention is not to be limited to

any specific upgrading processes for reducing the density and viscosity of the second fraction.

After the second fraction is upgraded, incondensable gases or off gases are withdrawn from upgrading zone 14 through line 16, while the remainder of the second fraction, which is a heavy oil having a reduced density and viscosity, is withdrawn from upgrading zone 14 through line 15.

The light fraction in line 18 then is passed to line 15, whereby the first, or light, fraction is recombined with the second fraction. Prior to being passed to line 15, a portion of the light fraction may be withdrawn from line 18 through line 20.

The recombination of at least a portion of the light fraction from line 18 with the second fraction in line 15 provides a combined heavy oil stream in line 21 that has an olefin content that does not exceed 1.0 wt. %, and has a reduced density and viscosity, whereby such oil is pumpable and transportable, and can be subjected to further processing, such as refining.

EXAMPLES

The invention now will be described with respect to the following examples; however, the scope of the present invention is not intended to be limited thereby.

EXAMPLE 1

A heavy oil having a p-value of 3.20 and an aromaticity of 31% is distilled such that fractions having boiling points of 180°C, 250°C, or 325°C were removed. The recovered volumes, in percent, of the fractions removed by distillation, and the p-values and aromaticity increases for the remaining heavy oils, are measured for each fraction. The results are shown in Table 1 below.

Table 1

Distillation Temperature (°C)	Recovered Volume (%)	P-value	P-value increase (%)	Aromaticity	Aromaticity Increase (%)
Undistilled	0.0%	3.20	0.0%	31%	0.0%
180	13.0%	3.57	11.6%	32%	3.2%
250	18.0%	3.58	11.9%	32%	3.2%
325	22.0%	3.54	10.6%	30%	-3.2%

The above results show that, when fractions that boil at temperatures of no more than 180°C, or no more than 250°C, or no more than 325°C, are removed from the heavy oil, there is provided a heavy oil having improved solubility of asphaltenes, as shown by the increase in the p-value by over 10%, while the aromaticity of the heavy oil remains at acceptable levels.

EXAMPLE 2

A heavy oil was distilled or flashed to remove a 250°C⁻ fraction. The inlet temperature at the distillation or fractionation column was 273°C. The 250°C⁺ heavy oil fraction then was treated thermally by heating to temperatures of 390°C, 400°C, 410°C, and 420°C for a period of time of 6 minutes. This oil then was subjected to cavitation by passing the oil through a cavitation nozzle having a length of 1 inch and a diameter of 0.008 inch.

After the 250°C⁺ heavy oil fraction was subjected to cavitation, it was recombined with the 250°C⁻ fraction.

A second heavy oil sample then was subjected to a thermal treatment and hydrodynamic cavitation as hereinabove described, to reduce the density and viscosity of the heavy oil, but a lower-boiling 250°C fraction was not removed from this heavy oil

sample prior to subjecting the heavy oil to the thermal treatment and hydrodynamic cavitation.

Figures 2 and 3 show the olefin content (measured in terms of the bromine number as $\text{gBr}_2/100\text{g}$) for both samples as a function of density and viscosity upgrades, respectively, for all thermal treatment temperatures. The results show that the removal of the 250°C^- fraction from the heavy oil, permits greater density and viscosity reduction with respect to a given level of olefins. Conversely, the removal of the 250°C^- fraction from the heavy oil, prior to the upgrading of the heavy oil, provides a heavy oil with an improved reduced olefin content with respect to a given density reduction and a given viscosity reduction.

Example 3

A heavy oil was distilled or flashed to remove a 180°C^- fraction. The inlet temperature at the distillation or fractionation column was 205°C . The 180°C^+ heavy oil fraction then was treated thermally by heating to temperatures of 390°C , 400°C , 410°C , and 420°C for a period of time of 6 minutes. This oil then was subjected to hydrodynamic cavitation by passing the oil through a cavitation nozzle having a length of 1 inch and a diameter of 0.008 inch. After the 180°C^+ heavy oil fraction was subjected to cavitation, thereby providing a heavy oil with reduced density and viscosity, it was recombined with the 180°C^- fraction.

A second heavy oil sample then was subjected to a thermal treatment and hydrodynamic cavitation as hereinabove described to reduce the density and viscosity of the heavy oil, but a lower-boiling 180°C^- fraction was not removed from the heavy oil

sample prior to subjecting the heavy oil to the thermal treatment and hydrodynamic cavitation.

Figure 4 shows the olefin content (measured in terms of the bromine number as $\text{gBr}_2/100\text{g}$) for both samples as a function of density reduction for all thermal treatment temperatures. The results show that the removal of the 180°C^- fraction from the heavy oil, prior to the upgrading of the heavy oil, permits a greater density reduction with respect to a given level of olefins. Conversely, the removal of the 180°C^- fraction from the heavy oil, prior to the upgrading of the heavy oil, provides a heavy oil with an improved reduced olefin content with respect to a given density reduction.

Example 4

A heavy oil was distilled or flashed to remove a 325°C^- fraction. The inlet temperature at the distillation or fractionation column was 345°C . The 325°C^+ heavy oil fraction was treated thermally by heating to temperatures of 390°C , 400°C , 410°C , and 420°C for a period of time of 6 minutes. This oil then was subjected to hydrodynamic cavitation by passing the oil through a cavitation nozzle having a length of 1 inch and a diameter of 0.008 inch.

After the 325°C^+ heavy oil fraction was subjected to cavitation, thereby providing a heavy oil having a reduced density and viscosity, it was recombined with the 325°C^- fraction.

A second heavy oil sample then was subjected to a thermal treatment and hydrodynamic cavitation as hereinabove described to reduce the density and viscosity of the heavy oil, but a lower-boiling 325°C^- fraction was not removed from the heavy oil prior to subjecting the heavy oil to the thermal treatment and hydrodynamic cavitation.

Figure 5 shows the olefin content (measured in terms of the bromine number as $\text{gBr}_2/100\text{g}$) for both samples as a function of density upgrades for all thermal treatment temperatures. The results shows that the removal of the 325°C^- fraction from the heavy oil, prior to the upgrading of the heavy oil, permits a greater density reduction with respect to a given level of olefins. Conversely, the removal of the 325°C^- fraction from the heavy oil, prior to the upgrading of the heavy oils, provides a heavy oil with an improved reduced olefin content with respect to a given density reduction.

The disclosures of all patents and publications, including published patent applications, are herein incorporated by reference to the same extent as if each patent and publication were incorporated individually by reference.

It is to be understood, however, that the scope of the present invention is not to be limited to the specific embodiments described above. The invention may be practiced other than as particularly described and still be within the scope of the accompanying claims.

WHAT IS CLAIMED IS:

1. A process for treating a heavy oil to provide a treated heavy oil having a reduced density and viscosity, and an olefin content that does not exceed 1.0 wt. %, comprising:
 - (a) separating an initial heavy oil into a first fraction and a second fraction, wherein said second fraction comprises a heavy oil having a p-value of at least 5% greater than the p-value of said initial heavy oil prior to separating said initial heavy oil into said first fraction and said second fraction, and said second fraction has an aromaticity that is no more than 5% less than the aromaticity of said initial heavy oil prior to separating said initial heavy oil into said first fraction and said second fraction;
 - (b) reducing the density and viscosity of said second fraction; and
 - (c) combining said second fraction with at least a portion of said first fraction to provide a treated heavy oil having an olefin content that does not exceed 1.0 wt. %.
2. The process of Claim 1 wherein said first fraction has a boiling range that does not exceed 450°C.
3. The process of Claim 2 wherein said first fraction has a boiling range that does not exceed 325°C.
4. The process of Claim 3 wherein said first fraction has a boiling range that does not exceed 250°C.
5. The process of Claim 4 wherein said first fraction has a boiling range that does not exceed 180°C.
6. The process of Claim 5 wherein said first fraction has a boiling range that does not exceed 150°C.

7. The process of Claim 1 wherein said second fraction has a p-value which is at least 10% greater than the p-value of said initial heavy oil prior to separating said initial heavy oil into said first fraction and said second fraction.
8. The process of Claim 7 wherein said second fraction has a p-value which is at least 15% greater than the p-value of said initial heavy oil prior to separating said initial heavy oil into said first fraction and said second fraction.
9. The process of Claim 8 wherein said second fraction has a p-value which is at least 25% greater than the p-value of said initial heavy oil prior to separating said initial heavy oil into said first fraction and said second fraction.
10. The process of Claim 1 wherein said second fraction has an aromaticity that is no more than 3% less of the aromaticity of said initial heavy oil prior to separating said initial heavy oil into said first fraction and said second fraction.
11. The process of Claim 10 wherein said second fraction has an aromaticity that is at least 3% greater than the aromaticity of said initial heavy oil prior to separation of initial said heavy oil into said first fraction and said second fraction.
12. The process of Claim 11 wherein said second fraction has an aromaticity that is at least 5% greater than the aromaticity of said initial heavy oil prior to separation of said initial heavy oil into said first fraction and said second fraction.
13. The method of Claim 1 wherein the density and viscosity of said second fraction are reduced by heating said second fraction to a temperature of from about 200°C to about 600°C.

14. The method of Claim 13 wherein the density and viscosity of said second fraction are reduced by heating said second fraction to a temperature of from about 350°C to about 450°C.
15. The method of Claim 14 wherein the density and viscosity of said second fraction are reduced by heating said second fraction to a temperature of from about 380°C to about 420°C
16. The method of Claim 13 where said second fraction is heated for a period of time of from about 1 minute to about 20 minutes.
17. The method of Claim 16 wherein said second fraction is heated for a period of time of from about 3 minutes to about 8 minutes.
18. The method of Claim 1 wherein the density and viscosity of said second fraction are reduced by subjecting said second fraction to cavitation.
19. The method of Claim 18 wherein said second fraction is subjected to hydrodynamic cavitation.
20. The method of Claim 19 wherein said second fraction is subjected to hydrodynamic cavitation by passing said second fraction from a conduit through a cavitation zone, wherein the ratio of the width of said cavitation zone to the width of said conduit is from about 1/230 to 1/75.
21. The method of Claim 20 wherein the ratio of the length of the cavitation zone to the width of the cavitation zone is from about 10 to about 125.
22. The method of Claim 21 wherein the ratio of the length of the cavitation zone to the width of the cavitation zone is from about 50 to about 125.

23. The method of Claim 1 wherein the density and viscosity of said second fraction are reduced by heating said second fraction to a temperature of from about 200°C to about 600°C, and then subjecting said second fraction to cavitation.
24. The method of Claim 23 wherein said second fraction is heated to a temperature of from about 350°C to about 450°C.
25. The method of Claim 24 wherein said second fraction is heated to a temperature of from about 380°C to about 420°C.
26. The method of Claim 23 wherein said second fraction is subjected to hydrodynamic cavitation.
27. The method of Claim 26 wherein said second fraction is subjected to hydrodynamic cavitation by passing said second fraction from a conduit through a cavitation zone, wherein the ratio of the width of said cavitation zone to the width of said conduit is from about 1/230 to 1/75.
28. The method of Claim 27 wherein the ratio of the length of the cavitation zone to the width of the cavitation zone is from about 10 to about 125.
29. The method of Claim 28 wherein the ratio of the length of the cavitation zone to the width of the cavitation zone is from about 50 to about 125.
30. The method of Claim 1 wherein the density and viscosity of said second fraction are reduced by subjecting said second fraction to a hydrogen addition process.

1/3

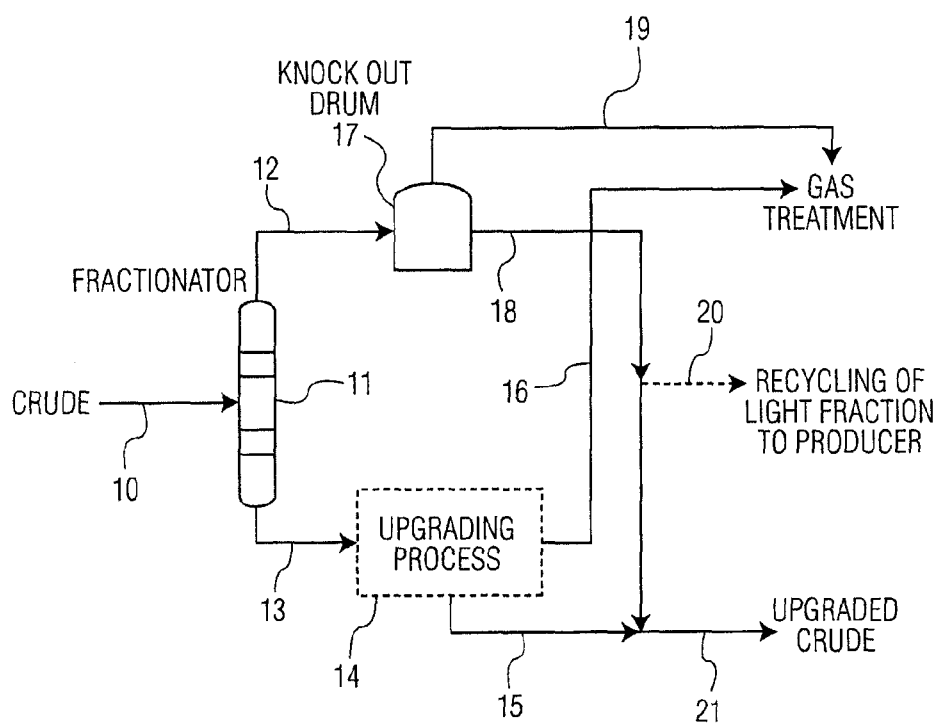


FIG. 1

2/3

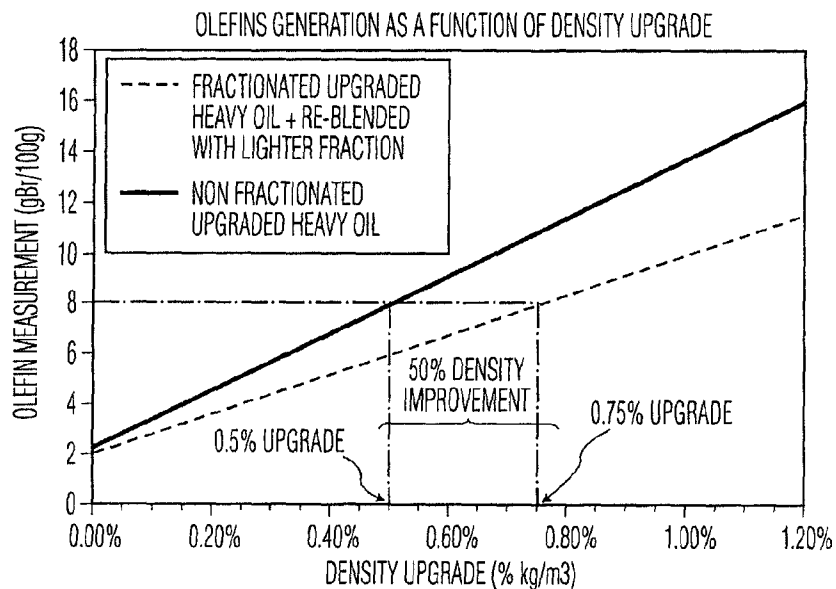


FIG. 2

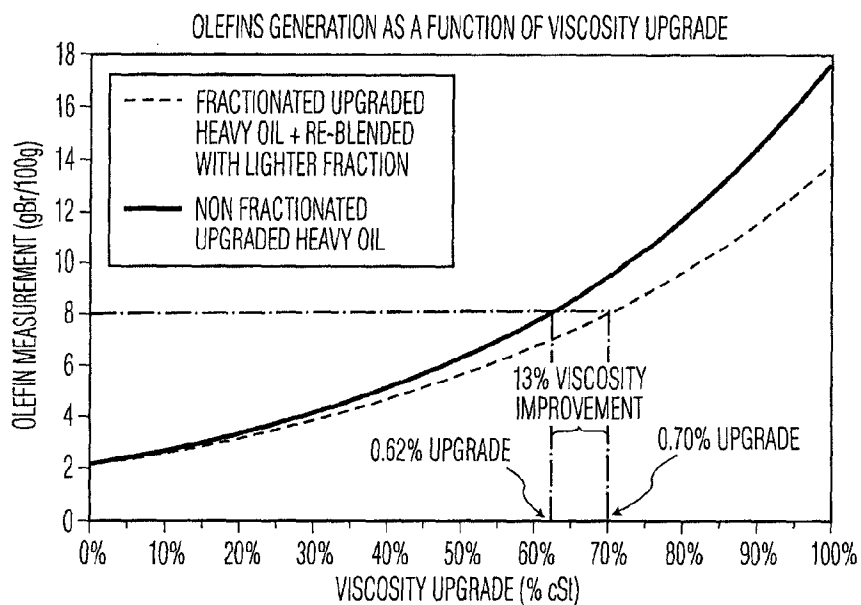


FIG. 3

3/3

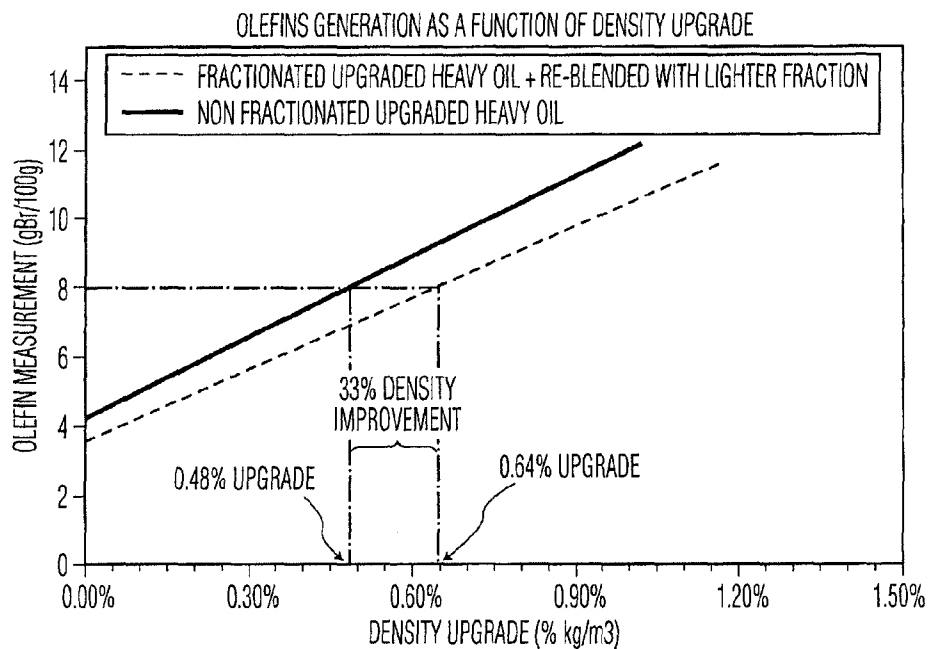


FIG. 4

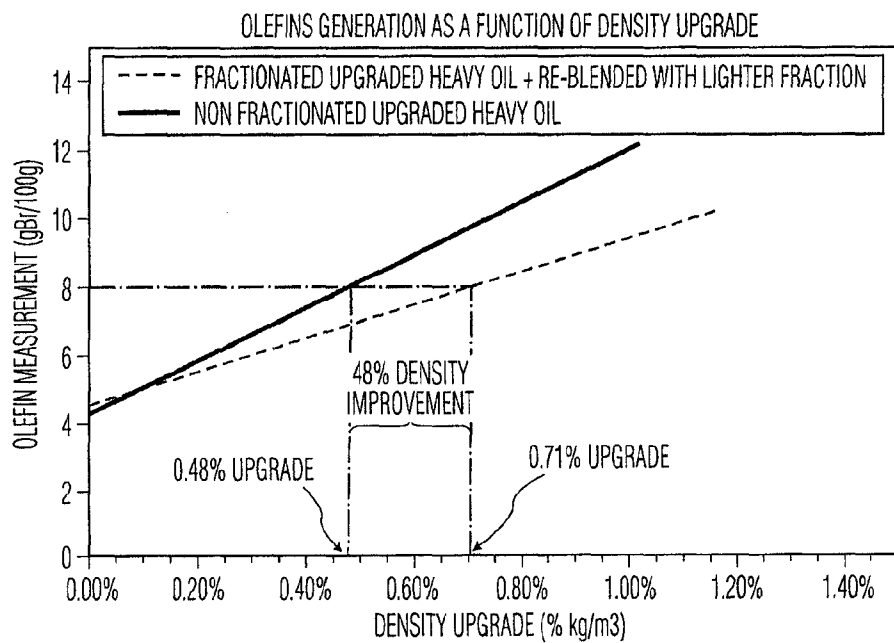


FIG. 5

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/CA2014/050760

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

IPC: **C10G 31/06** (2006.01), **C10G 31/00** (2006.01), *C10G 45/00* (2006.01)

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

IPC: **C10G 31/06** (2006.01), **C10G 31/00** (2006.01), *C10G 45/00* (2006.01)

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic database(s) consulted during the international search (name of database(s) and, where practicable, search terms used)

Canadian Patent Database, Questel Orbit

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X, Y	CA 2,195,165 (RENDALL et al.) 17 July 1997 (17-07-1997) *claims 1-3 and Figure 1*	1-30
Y	US 7,943,035 (CHORNET et al.) 17 May 2011 (17-05-2011) *column 1, lines 17-19; column 2, lines 21-24 and 48-50; column 3, lines 53-67; and column 7, lines 1-8*	18-29

☐	Further documents are listed in the continuation of Box C.	☒	See patent family annex.
--------------------------	--	-------------------------------------	--------------------------

* "A" "E" "L" "O" "P"	Special categories of cited documents: document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance earlier application or patent but published on or after the international filing date document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified) document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed	"T" "X" "Y" "&"	later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art document member of the same patent family
--------------------------------------	--	--------------------------	--

Date of the actual completion of the international search
23 October 2014 (21-10-2014)Date of mailing of the international search report
28 October 2014 (28-10-2014)Name and mailing address of the ISA/CA
Canadian Intellectual Property Office
Place du Portage I, C114 - 1st Floor, Box PCT
50 Victoria Street
Gatineau, Quebec K1A 0C9
Facsimile No.: 001-819-953-2476

Authorized officer

Mary Fawcett Pearce (819) 997-2484

INTERNATIONAL SEARCH REPORT
Information on patent family members

International application No.

PCT/CA2014/050760

Patent Document Cited in Search Report	Publication Date	Patent Family Member(s)	Publication Date
CA2195165A1	17 July 1997 (17-07-1997)	None	
US7943035B2	17 May 2011 (17-05-2011)	US2008314796A1 CA2617985A1 US2011240517A1 WO2009000062A1	25 December 2008 (25-12-2008) 22 December 2008 (22-12-2008) 06 October 2011 (06-10-2011) 31 December 2008 (31-12-2008)

Traducción oficial del inglés por Marlen Neira, resolución 2117 del Ministerio de Justicia

PODER DE REPRESENTACION

Bilingüe inglés y español de FRACTAL SYSTEMS INC., domiciliada en el 4070
Portland Blvd, Sherbrooke, Québec, Canadá, J1L 2Y4

Dado y firmado en Sherbrooke el 15 de octubre de 2009.

Firma ilegible del poderdante- Michel Chornet

CERTIFICADO NOTARIAL

Bilingüe inglés y español , del 15 de octubre de 2009, el suscrito notario Vincent
Pigeon certifica que:

1. Michel Chornet mayor y domiciliado en Stoke Québec, firmó el documento anterior.
2. conozco al otorgante y tiene la capacidad para otorgarlo.
3. el otorgante lo firmó como vicepresidente de ingeniería de Fractal Systems Inc.
4. Fractal Systems Inc., con sede en Sherbrooke, Québec, Canadá, está constituida legalmente y el acto para el que se otorgó el poder está dentro de su objeto social.
- 5 El otorgante tiene la representación referida y es legítima
6. Basé las certificaciones 3, 4, y 5 anteriores en los siguientes documentos que me presentaron y que mencionó específicamente, con fechas y origen: -

Ver documento adjunto. (Estado de información. Sistema Cidreq)

Legalizado y suscrito ante notario Firmas de Notario público. Vincent Pigeon Sello en relieve de notario
Sello bilingüe: certificado por el departamento de asuntos exteriores y de comercio internacional para legalizar la firma anterior.

Vice- ministerio de asuntos extranjeros. Canadá – firma ilegible

Sello en español del Consulado de Colombia en Ottawa No. 465 del 17-11-2009.

En el reverso:

Sello del Ministerio de Relaciones Exteriores- No responde por el texto

2009- Dic. 10 – Hora 10:33

003441

Firma ilegible Jefe de Legalizaciones

Monica Beltran cuya firma aparece

Desempeñaba funciones indicadas

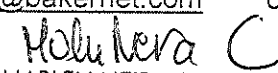
Adjunto: Instrucciones de Legalización

El poder debe estar con la certificación notarial, para certificar- que la firma es de la persona
signataria y que la persona que firma el poder está autorizada a nombre de la compañía.

El notario debe anotar las fuentes tales como constitución o estatutos sobre los que se basa
para certificar que el signatario está autorizado a nombre de la compañía, que ésta está en
operaciones. Puede usar la muestra dada.

Para vigencia en Colombia, debe legalizar la certificación notarial. La legalización se hace con
Apostilla o hasta el sello consular- En algunos casos el Secretario de estado debe firmar antes
de la Apostilla.

En caso de preguntas consultar a alvaro.correa@bakernet.com o
ricardo.metke@bakernet.com


MARLEN NEIRA CASTRO
Traductor e Intérprete Oficial
Inglés - Español - Inglés
Resolución No. 2117 del 7 Oct 1987

POWER OF ATTORNEY

The undersigned.

Fractal Systems Inc.
Name of the Company

located at

4070 Portland Blvd, Sherbrooke

Address, city, state, country

Quebec, Canada, J1L-2Y4.

declares that it hereby grants to

ÁLVARO CORREA-ORDÓÑEZ and/or
RICARDO METKE MENDEZ and/or
JUAN PABLO CONCHA-DELGADO and/or
OLGA GEORGETTE OTEROof the firm Baker & McKenzie Colombia S.A. members of Baker & McKenzie, domiciled at Av. 82 No. 10-62, 6th floor, of Bogotá D.C., Colombia, full and sufficient power of attorney to pursue before the competent authorities the following matters:

Trademark registrations and renewals; deposit and registration of commercial names and commercial ensigns; registration and renewal of domain names; obtainment of patents, utility models, industrial designs, integrated circuits layout-designs and vegetal varieties; recordals of mergers, changes of name, assignments, changes of domicile and address; security interests; recordal of license of use agreements, liens and other acts that affect or limit the mentioned industrial property rights; filing and prosecution of all matters relating to domain names; filing and prosecution of oppositions, cancellation actions, annulment actions, annulment and reinstatement of right action, precautionary injunctions, infringement actions, and all administrative and judicial actions available for the prosecution of proceedings related to industrial property matters, unfair competition and protection of consumers,

to which end it empowers them to file requests, petitions and lawsuits, appeals and objections, pay taxes, receive, including faculties to enter into settlement agreements, conciliations and transactions, abandon applications and renounce to intellectual property rights and, in general, to take all the actions before the competent authorities in order to duly protect our intellectual property. To the said mandatories sufficient power is granted hereby to receive notifications for and on behalf of the Company, to confer powers on those who are to represent the Company judicially and extrajudicially, to answer in court in the matter of all claims and demands that may be presented in connection with the intellectual property rights, and to do everything that may be required before administrative or judicial officers of any class to comply this power, giving them likewise faculty to substitute these presents and revoke such substitutions if necessary.

Done and subscribed in

*Sherbrooke*On the *15*day of *October* of *2009*.*[Signature]*

Signature of the person Issuing the Power

PODER

La abajo firmada,

Nombre de la Compañía

domiciliada en

Dirección, ciudad, estado, país

declara por el presente que otorga a

ÁLVARO CORREA-ORDÓÑEZ y/o
RICARDO METKE MENDEZ y/o
JUAN PABLO CONCHA-DELGADO y/o
OLGA GEORGETTE OTERO

de la firma Baker & McKenzie Colombia S.A. miembros de Baker & McKenzie, domiciliada en la Av. 82 No. 10-62 Piso 6 en Bogotá D.C., Colombia, poder especial amplio y suficiente, para adelantar ante las autoridades competentes los siguientes asuntos:

Registro y renovación de marcas; depósito y registro de nombres comerciales y enseñas comerciales; registro y renovación de nombres de dominio; obtención de patentes de invención, modelos de utilidad, diseños industriales, esquemas de trazado de circuitos integrados y variedades vegetales; inscripción de fusiones, cambios de nombre, trasposos, cambios de domicilio y de dirección; inscripción de contratos de prenda, inscripción de licencias de uso, embargos y otros actos que afecten o limiten los mencionados derechos de propiedad industrial; presentación y tramitación de todos los asuntos relacionados con nombres de dominio; presentación y tramitación de oposiciones, acciones de cancelación, acciones de nulidad, acciones de nulidad y restablecimiento del derecho, medidas cautelares, acciones por infracción de derechos, y demás acciones judiciales, relacionadas con procesos de propiedad industrial, competencia desleal y protección del consumidor,

a cuyo efecto los faculta para presentar solicitudes, peticiones y demandas, interponer recursos, reclamos, pagar impuestos y tasas, recibir, transigir y desistir, incluyendo facultades para entrar en acuerdos amigables, conciliaciones y transacciones, abandonar solicitudes y renunciar a derechos de propiedad industrial, y en general, a dar ante las autoridades competentes todos los pasos necesarios para la debida protección de nuestra propiedad industrial. Asimismo se concede a los expresados mandatarios poder suficiente para recibir notificaciones a nombre de la compañía, otorgar poderes a quienes vayan a representar a la compañía judicial y extrajudicialmente, responder en juicio a todas las reclamaciones o demandas que por motivo de los derechos de propiedad industrial se presentaren y hacer cuanto fuere necesario ante las autoridades administrativas o judiciales de cualquier orden para el cumplimiento de este mandato, dándoles igualmente facultad para sustituir el presente poder y en caso necesario, revocar dichas sustituciones.

Dado y firmado en

A los

días del mes de

de 20

Firma de la persona que firma el Poder

NOTARIAL CERTIFICATION

CERTIFICACION NOTARIAL

On the 15th day of October
this

A los días del mes de

2009, the undersigned Notary

de 20, el suscrito Notario

Vincent Pigeon,

CERTIFIES

DA FE

1. That Michel Charvet
of legal age and domiciled in Stoke, Quebec.

1. Que
mayor y domiciliado en

set his hand on the foregoing document.

suscribió de su puño y letra el documento que antecede.

2. That the grantor is to me personally known and that he/she has legal capacity to execute the instrument.

2. Que conozco al otorgante y que éste tiene capacidad legal para el otorgamiento.

3. That the grantor has executed the foregoing document as

3. Que el otorgante ha suscrito el referido documento en su carácter de

VP - Engineering.
of the corporate person
Fractal System Inc.

de la persona jurídica

4. That the corporate person
Fractal System Inc.

4. Que la persona jurídica

having its home office in Sherbrooke, Quebec Canada.
is duly organized, has present legal existence and that the purposes for which the power of attorney is granted are within the scope of its corporate purposes.

con sede en
está legalmente constituida, que tiene existencia legal actual y que el acto para el cual se otorga el poder está comprendido entre los que constituyen su objeto social.

5. That the grantor has in fact the referred to authority and that his/her representation is legal.

5. Que el otorgante tiene efectivamente la representación que ostenta y que ésta es legítima.

6. That I have based certifications 3, 4 and 5 above on the following authentic documents for such purpose exhibited to me and which I mention specifically, giving their dates and their origin or source:

6. Que he basado las certificaciones 3, 4 y 5 anteriores en los siguientes documentos auténticos que al efecto se me exhibieron y que menciono, específicamente, con el fin de dar fe de sus fechas y de su origen o procedencia:

(Please indicate here the documents such as the articles of incorporation, by laws or resolution from the Board of Directors and their dates, on which the notary relied to grant the certification)

See attached document
(state of informations - Systeme CIDREQ)

[Signature]
Notary Public

[Signature]



El Notario Público



MINISTERIO DE
RELACIONES EXTERIORES
2009 DIC 10 A 10:33
JEFE DE ESPECIALIZACIONES
BOGOTÁ D.C.

NO SE ASUME
RESPONSABILIDAD
DEL FYTI
003441
Housa Baites
CUBA FIRMA ASISTENTE EN EL
DOCUMENTO RESUMEN EN EL
ASIGNACIONES INDICADAS

LEGALIZATION INSTRUCTIONS

The power must be accompanied with a Notarial Certification, to certify: (i) that the firm correspond to the person who affirms to be signing the document; and, (ii) that the person who signs the power of attorney is authorized to act on behalf of the company.

The Notary Public should list the sources e.g. articles of incorporation of the company, based on which it can certify that the person who signs the power is authorized to act on behalf of the company and that the company exists and is in good standing. For your reference, you may use the sample herein enclosed.

In order to produce legal effects in Colombia, the Notarial Certification must be legalized. The legalization procedure must be done by means of the Apostille or all the way up to the Colombian Consulate. Please take into account that in some jurisdictions, the Notary's signature must be certified by Secretary of State or County Clerk before Apostille or Consulate Legalization.

If questions arise, please do not hesitate to contact us to the following e-mail addresses: alvaro.correa@bakernet.com or ricardo.metke@bakernet.com.

Industria Canadá
Ley canadiense de corporaciones

Certifico por el presente que el documento adjunto es una copia exacta de un documento mantenido en los registros del director.

Sello en rojo bilingüe: certificado por el departamento de asuntos exteriores y de comercio internacional para legalizar la firma anterior.

Vice-ministerio de asuntos extranjeros. Canadá – firma ilegible
Sello de la Ley canadiense de corporaciones

Firma ilegible del subdirector Fecha: 10 de noviembre de 2009.

Sello en español del Consulado de Colombia en Ottawa No. 462 del 17-11-2009.

--

En el reverso en español:

Sello del Ministerio de Relaciones Exteriores- No responde por el texto

2009- Dic. 10 – Hora 10:32

003439

Firma ilegible Jefe de Legalizaciones

Monica Beltran cuya firma aparece

Desempeñaba funciones indicadas

Industria Canadá

Certificado de constitución

Ley canadiense de corporaciones

FRACTAL SYSTEMS INC.

439285-8

Razón social de la compañía
compañía

Número de

Certifico por el presente que la compañía mencionada anteriormente, cuyos estatutos constitutivos se adjuntan, fue establecida en virtud de la Ley canadiense de corporaciones.

Fecha de constitución : 26 de octubre de 2006

Firma del director: Richard G. Shaw

Canadá

Industria Canadá

Ley canadiense de corporaciones

Formulario 1

ESTATUTOS/ ACTA CONSTITUTIVA
(Artículo 6)

1. Razón social de la compañía

FRACTAL SYSTEMS INC.

2. Provincia o territorio de Canadá donde está la oficina registrada

Provincia de Québec.

3. Categorías y número máximo de acciones que la sociedad está autorizada a expedir:

El capital social aparece en el Anexo 1 adjunto al presente formulario.

MARLEN NEIRA CASTRO
Traductor e Intérprete Oficial
Inglés - Español - Inglés

Resolución No. 2117 del 7 Oct 1987

Marlén Neira C.
MARLEN NEIRA CASTRO
Traductor e Intérprete Oficial
Francés - Español - Francés

Resolución No. 2413 del 12 Nov. 1987

4. Restricciones, si las hay, para transferir acciones

Las restricciones de cesión de acciones se establecen en el Anexo 2 adjunto al presente.

5. Número (o número máximo y mínimo) de directores/ administradores

- Mínimo : 1 Máximo 10

6. Restricciones, si las hay, a la actividad comercial de la compañía: N/ Aplica.

7. Otras disposiciones, si las hay.

Las otras disposiciones aparecen en el Anexo 2 adjunto al presente formulario.

8. Fundadores

Nombre	Dirección	Firma	No. teléfono
Marc Philibert	1100 René- Lévesque blvd W. N.2500 Montreal, Québec H3B 5C9	Ilegible	(514)397-6959

Solo para uso del Ministerio

439286-8

B 27 Oct. 06 8:30. Canadá

ANEXO 1

Descripción del Capital social

El capital autorizado de la Compañía consistirá en un número ilimitado de acciones ordinarias todas sin valor nominal y que autoriza a sus tenedores a votar en todas las reuniones de accionistas, sobre la base de un voto por acción, a recibir todos los dividendos declarados por la Compañía sobre tales acciones y a recibir la propiedad restante de la Compañía cuando se disuelva,

*****H\BCDclients\dossiers120012001\ corp\Fractal\Anexo1.doc

ANEXO 2

Restricciones a la transferencia de acciones

Ningún tenedor de acciones de la Compañía podrá en ningún momento transferir alguna de las acciones que posee en el capital de la Compañía, diferente a las acciones de deuda no convertible, a ninguna persona, ya sea un tenedor de acciones de la Compañía o no, sin la autorización expresa y previa de la Junta Directiva mediante resolución. Entre otras, los directores podrán, a su discreción, decidir no autorizar alguna transferencia de títulos si tal transferencia resultare en que la Compañía ya no sea un “emisor privado” tal como se define en la legislación de títulos valores aplicable o en la regulaciones

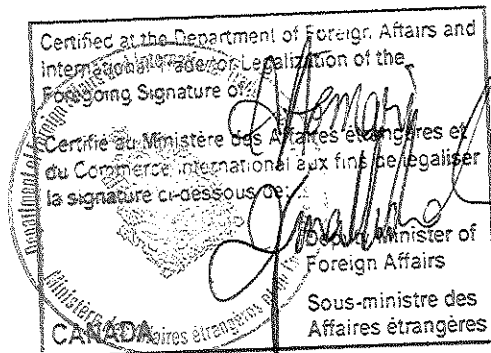
***** H\BCFclients\dossiers 12001\ corp\Fractal\Anexo2.doc

MARLEN NEIRA CASTRO
Traductor e Intérprete Oficial
Inglés - Español - Inglés
Resolución No. 2117 del 7 Oct. 1987

MARLEN NEIRA CASTRO
Traductor e Intérprete Oficial
Francés - Español - Francés
Resolución No. 2413 del 12 Nov. 1987



Industry Canada Industrie Canada
Canada Business Loi canadienne sur
Corporations Act les sociétés par actions



I HEREBY CERTIFY THAT THE
ATTACHED IS A TRUE COPY OF THE
DOCUMENT MAINTAINED IN THE
RECORDS OF THE DIRECTOR.

JE CERTIFIE, PAR LES PRÉSENTES, QUE LE
DOCUMENT CI-JOINT EST UNE COPIE
EXACTE D'UN DOCUMENT CONTENU
DANS LES LIVRES TENUS PAR LE
DIRECTEUR.

A. Sauer

Deputy Director - Directeur adjoint

Date



CONSULADO DE COLOMBIA

No. 462 Ottawa, Canadá, a 17 de NOVIEMBRE de 2009
Visto en este Consulado para autenticar la firma de
TINA WISHAK
quien en la Fecha ejerció las funciones de
OFICIAL DE AUTENTICACIONES DEL M.R.E. DE CANADA

Derechos: US\$30.00

[Signature]
MONICA BELTRAN ESPINOZA
Primer Secretario
Encargado de funciones consulares

MINISTERIO DE
RELACIONES EXTERIORES

2009 DICIEMBRE 10: 32

JEFE DE DELEGACIONES
BOGOTÁ D.C.

NO SE APLICA
RESPONSABILIDAD
DEL TEXTO

003439

Mónica Beltrán

CUA FIRMA VALE EN EL
DOCUMENTO RESPECTIVO
AS FUncIONES INDICADAS



**Certificate
of Incorporation**

**Canada Business
Corporations Act**

**Certificat
de constitution**

**Loi canadienne sur
les sociétés par actions**

FRACTAL SYSTEMS INC.

439286-8

Name of corporation-Dénomination de la société

Corporation number-Numéro de la société

I hereby certify that the above-named corporation, the articles of incorporation of which are attached, was incorporated under the *Canada Business Corporations Act*.

Je certifie que la société susmentionnée, dont les statuts constitutifs sont joints, a été constituée en société en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*.

Richard G. Shaw
Director - Directeur

October 26, 2006 / le 26 octobre 2006

Date of Incorporation - Date de constitution



1 -- Name of the Corporation
FRACTAL SYSTEMS INC.

Dénomination sociale de la société

2 -- The province or territory in Canada where the registered office is situated
Province of Quebec

La province ou le territoire au Canada où est situé le siège social

3 -- The classes and any maximum number of shares that the corporation is authorized to issue

Catégories et le nombre maximal d'actions que la société est autorisée à émettre

The share capital is set forth in Schedule 1 annexed hereto The annexed Schedule 1 is incorporated in this form

4 -- Restrictions, if any, on share transfers

Restrictions sur le transfert des actions, s'il y a lieu

The restrictions on share transfers are set forth in Schedule 2 annexed hereto. The annexed Schedule 2 is incorporated in this form

5 -- Number (or minimum and maximum number) of directors
Minimum - 1, Maximum - 10

Nombre (ou nombre minimal et maximal) d'administrateurs

6 -- Restrictions, if any, on the business the corporation may carry on
N/A

Limites imposées à l'activité commerciale de la société, s'il y a lieu

7 -- Other provisions, if any

Autres dispositions, s'il y a lieu

The other provisions are set forth in Schedule 2 annexed hereto The annexed Schedule 2 is incorporated in this form

8 -- Incorporators - Fondateurs

Name(s) - Nom(s)	Address (including postal code) Adresse (inclure le code postal)	Signature	Tel No - N° de tél
MARC PHILIBERT	1100, René-Lévesque Blvd W., # 2500, Montréal, Québec, H3B 5C9		(514) 397-6959

FOR DEPARTMENTAL USE ONLY - À L'USAGE DU MINISTÈRE SEULEMENT

4392868

B 27 OCT '06 8:30

SCHEDULE 1

Description of Share Capital

The authorized capital of the Corporation shall consist of an unlimited number of Common Shares all without par value and entitle their holders to vote at any meeting of shareholders, on the basis of one vote per share, to receive all dividend declared by the Corporation on such shares and to receive the remaining property of the Corporation upon its dissolution.

* * *

H:\BCFCLIENTS\Dossiers 12001 - 13000\12702\01\Corp\Fractal\Schedule 1.doc

SCHEDULE 2

Restrictions on Transfers

No securityholder of the Corporation shall at any time transfer any of the securities that he holds in the capital of the Corporation, other than non-convertible debt securities, to any person, whether said person is a securityholder of the Corporation or not, without prior authorization of the board of directors expressed by resolution. The directors may, *inter alia*, in their discretion, decide to not authorize any transfer of securities if such transfer would result in the Corporation no longer being a "private issuer" as defined in applicable securities legislation or regulations.

* * *

H:\BCFCLIENTS\Dossiers 12001 - 13000\12702\01\Corp\Fractal\Schedule 2.doc

2009- 10- 14

EL REGISTRADOR DE EMPRESAS

PAG. 1 de 3

H: 22: 06: 50

Sistema Cidreq

R- PU- U03-1

ESTADO DE INFORMACION DE UNA COMPAÑÍA

Datos generales

Matrícula 1164064140

Nombre: FRACTAL SYSTEMS INC.

Fecha de registro: 2006- 11- 09

Formación : 2006- 10- 26 Constitución

Localidad ; Canadá

Ultima declaración anual: 2009-05- 06 2009. Solicitud disolución/liquidación actual: No

Act. estado información: 2009- 05- 06 Rango número empleados: entre 6 y 10

Cesación prevista: Continuación: Transformación:

Estatuto de registro : IM Registrada 2006- 11- 09

Resultante:

Forma jurídica: Compañía. Cie

Dirección domicilio: 4070, Boulevard Portland
Sherbrooke (Québec)

Código postal: J1L 2Y4

Registro constitutivo: 104 ley de compañías- sociedad por acciones (Régimen federal)

Registro actual: 104 ley de compañías- sociedad por acciones (Régimen federal)

ACTIVIDADES ECONOMICAS

7753 Desarrollo y comercialización de tecnologías para la industria.
DIRECCIÓN POSTAL

Destinatario:

Dirección

Código postal:

PERSONAS VINCULADAS

Personas faltantes: No

Apellido y dirección

Código postal

Detalle de persona

BEV Holding SRL

Accionista

Tercer accionista

340, Madison Avenue, Piso 10
Nueva York NY 10017
Estados Unidos

RV V Holdings SRL

Accionista

Segundo accionista

152, West 57th St. Piso 23
Nueva York NY 10019
Estados Unidos

SC FUELS INC

Accionista

Accionista mayoritario

470, Montmagny
Sherbrooke (Québec)

J1L 1H3

Marlen Neira
MARLEN NEIRA CASTRO

Traductor e Intérprete Oficial

Francés - Español - Francés

Resolución No. 2413 del 12 Nov. 1987

RUCH, JOSHUA

Administrador
Administrador

152, West 57th Street, piso 23
Nueva York NY 10019
Estados Unidos.

CHORNET VINCENT

Administrador
Administrador

135, Ballantyne Nord
Montreal Ouest (Québec) H4X 2B9

SUSLAK, NEIL S.

Administrador
Administrador

340, Madison Avenue, piso 18
Nueva York NY 10017
Estados Unidos.

GASCA. JOSEPH

Administrador
Presidente

14 Atrium Woods CT.
The Woodlands TX 77391
Estados Unidos.

CHORNET MICHEL

Administrador
Vicepresidente

274 Rang 3 Este
Stoke (Québec) J0B 3G0

CHORNET ESTEBAN

Administrador
Dirigente principal

470 rue Montmagny
Sherbrooke (Québec) J1L 1H3

NOMBRES DE LOS CONTRIBUYENTES

Fecha de actualización del índice de nombres: 2006- 11- 09

<u>Nombre de los obligados</u>	<u>Fecha inicial</u>	<u>Fecha final</u>	<u>Estado</u>
FRACTAL SYSTEMS INC.	2006-10-26	Vigente	

DOCUMENTOS CONSERVADOS

<u>Tipo de documentos</u>	<u>Fecha</u>	<u>Cast</u>	<u>Imagen</u>
709E Estado y declaración de información 2009.	2009-05-06	0	000
19 Declaración modificadora	2009-12-09	7847	22 015
70BE Estado y declaración de información 2008.	2008-11-19	0	000
19 Declaración modificadora	2007-08-20	7405	21 036
707E Estado y declaración de información 2007.	2007-08-10	0	000
19 Declaración modificadora	2007-04-28	7462	11 012
94 Declaración de registro	2006-11-09	6876	7 012

OTROS NOMBRES

Fecha de actualización del índice de nombres: 2006- 11- 09

<u>Nombre</u>	<u>Fecha inicial</u>	<u>Fecha final</u>	<u>Estado</u>
LES SYSTÈMES FRACTAL	2006-11-09	Vigente	

Sello : Copia conforme- verdadera- firma ilegible <https://ssl.req.gouv.ca/iguf-bin> 2009-10-15

MARLEN NEIRA CASTRO
Traductor e Intérprete Oficial
Francés - Español - Francés
Resolución No. 2413 del 12 Nov. 1987

LE REGISTRAIRE DES ENTREPRISES
SYSTÈME CIDREO

R-PU-U03-1

ÉTAT DES INFORMATIONS SUR UNE PERSONNE MORALE
INFORMATIONS GÉNÉRALES

MATRICULE: 1164064140

NOM: FRACTAL SYSTEMS INC.

IMMATRICULATION : 2006-11-09
FORMATION : 2006-10-26 CONSTITUTION
LOCALITÉ : CANADA

DERN DÉCL ANNUL	:	2009-05-06	2009	DEMANDE DISS/LIQ EN COURS:	NON
MAJ ÉTAT INFO	:	2009-05-06		TRANCHE EMPLOYÉS:	ENTRE 6 ET 10
CESSATION PRÉVUE:			CONTINUAT:		TRANSFORM:
STATUT IMMATR	:	IM	IMMATRICULÉ		2006-11-09
RÉSULTANTE	:				
FORME JURDO	:		CIE COMPAGNIE		

ADRESSE DOMICILE: 4070, BOULEVARD PORTLAND
SHERBROOKE (QUÉBEC) CODE POSTAL: J1L 2Y4

RÉG. CONSTITUTIF: 104 LOI SUR LES SOCIÉTÉS PAR ACTIONS (RÉGIME FÉDÉRAL)
RÉG. COURANT : 104 LOI SUR LES SOCIÉTÉS PAR ACTIONS (RÉGIME FÉDÉRAL)

ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES
=====

7753 DÉVELOPPEMENT ET COMMERCIALISATION DE TECHNOLOGIES POUR L'INDUSTRIE

ADRESSE POSTALE

DESTINATAIRE :

ADRESSE : CODE POSTAL:

PERSONNES LIÉES
=====

PERSONNES MANOUANTES: NON

NOM ET ADRESSE

CODE POSTAL

DÉTAIL PERSONNE

BEV HOLDINGS SRL

ACTIONNAIRE

TROISIÈME ACTIONNAIRE

340, MADISON AVENUE, 18TH FLOOR
NEW-YORK NY 10017
ÉTATS-UNIS

RV V HOLDINGS SRL

ACTIONNAIRE

<https://ssl.req.gouv.qc.ca/igif-bin/isl08tr1/cidreq/>

2009-10-15



DEUXIÈME ACTIONNAIRE

152, WEST 57TH STREET, 23RD FLOOR
NEW-YORK NY 10019
ÉTATS-UNIS

SC FUELS INC.

ACTIONNAIRE

ACTIONNAIRE MAJORITA

470, MONTMAGNY
SHERBROOKE (QUÉBEC)

J1L 1H3

RUCH, JOSHUA

ADMINISTRATEUR
ADMINISTRATEUR

152, WEST 57TH STREET, 23RD FLOOR
NEW-YORK NY 10019
ÉTATS-UNIS

CHORNET, VINCENT

ADMINISTRATEUR
ADMINISTRATEUR

135, BALLANTYNE NORD
MONTRÉAL OUEST (QUÉBEC)

H4X 2B9

SUSLAK, NEIL S.

ADMINISTRATEUR
ADMINISTRATEUR

340, MADISON AVENUE, 18TH FLOOR
NEW-YORK NY 10017
ÉTATS-UNIS

GASCA, JOSEPH

ADMINISTRATEUR
PRÉSIDENT

14 ATRIUM WOODS CT.
THE WOODLANDS TX 77381
ÉTATS-UNIS

CHORNET, MICHEL

ADMINISTRATEUR
VICE-PRÉSIDENT

274, RANG 3 EST
STOKE (QUÉBEC)

J0B 3G0

CHORNET, ESTEBAN

NON MEMBRE DU C.A.
PRINCIPAL DIRIGEANT

470, RUE MONTMAGNY

J1L 1H3



SHERBROOKE (QUÉBEC)

NOMS DE L'ASSUJETTI
=====

DATE MAJ INDEX DES NOMS: 2006-11-09

NOM DE L'ASSUJETTI	DATE DÉBUT	DATE FIN	STATUT
=====	=====	=====	=====
FRACTAL SYSTEMS INC.	2006-10-26		EN VIGUEUR

DOCUMENTS CONSERVÉS
=====

TYPE DOCUMENTS	DATE	CAST	IMAGE
=====	=====	=====	=====
709E ÉTAT & DÉCLARATION DE RENSEIGNEMENTS 2009	2009-05-06	0	000
19 DÉCLARATION MODIFICATIVE	2008-12-09	7847	22 015
708E ÉTAT & DÉCLARATION DE RENSEIGNEMENTS 2008	2008-11-19	0	000
19 DÉCLARATION MODIFICATIVE	2007-08-20	7405	21 036
707E ÉTAT & DÉCLARATION DE RENSEIGNEMENTS 2007	2007-08-10	0	000
19 DÉCLARATION MODIFICATIVE	2007-04-28	7462	11 012
94 DÉCLARATION D'IMMATRICULATION	2006-11-09	6876	7 012

AUTRES NOMS
=====

DATE MAJ INDEX DES NOMS: 2006-11-09

NOM	DATE DÉBUT	DATE FIN	STATUT
=====	=====	=====	=====
LES SYSTÈMES FRACTAL	2006-11-09		EN VIGUEUR

VRAIE COPIE


RESUMEN

Un proceso para tratar un aceite pesado para suministrar un aceite pesado tratado que tenga la densidad y la viscosidad reducidas, como también un contenido de olefinas que no exceda 1,0% en peso. El proceso comprende separar el aceite pesado inicial en una primera fracción, que en general contiene componentes con un punto de ebullición bajo, y una segunda fracción. La segunda fracción comprende un aceite pesado que tiene un valor p de al menos 5% mayor que el valor p de dicho aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción, y la segunda fracción tiene una aromaticidad que no es más del 5% menor que la aromaticidad de dicho aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción. La segunda fracción es entonces mejorada para reducir la densidad y la viscosidad del aceite pesado. Después que la segunda fracción es mejorada, esta se recombina con al menos una porción de dicha primera fracción para suministrar un aceite pesado tratado que tenga un contenido de olefinas que no excede 1,0% en peso. La separación del aceite pesado inicial en la primera y segunda fracciones le permite a uno lograr una reducción mejorada de la densidad y la viscosidad del aceite pesado tratado mientras que se mantiene el contenido de olefinas en un nivel aceptable.

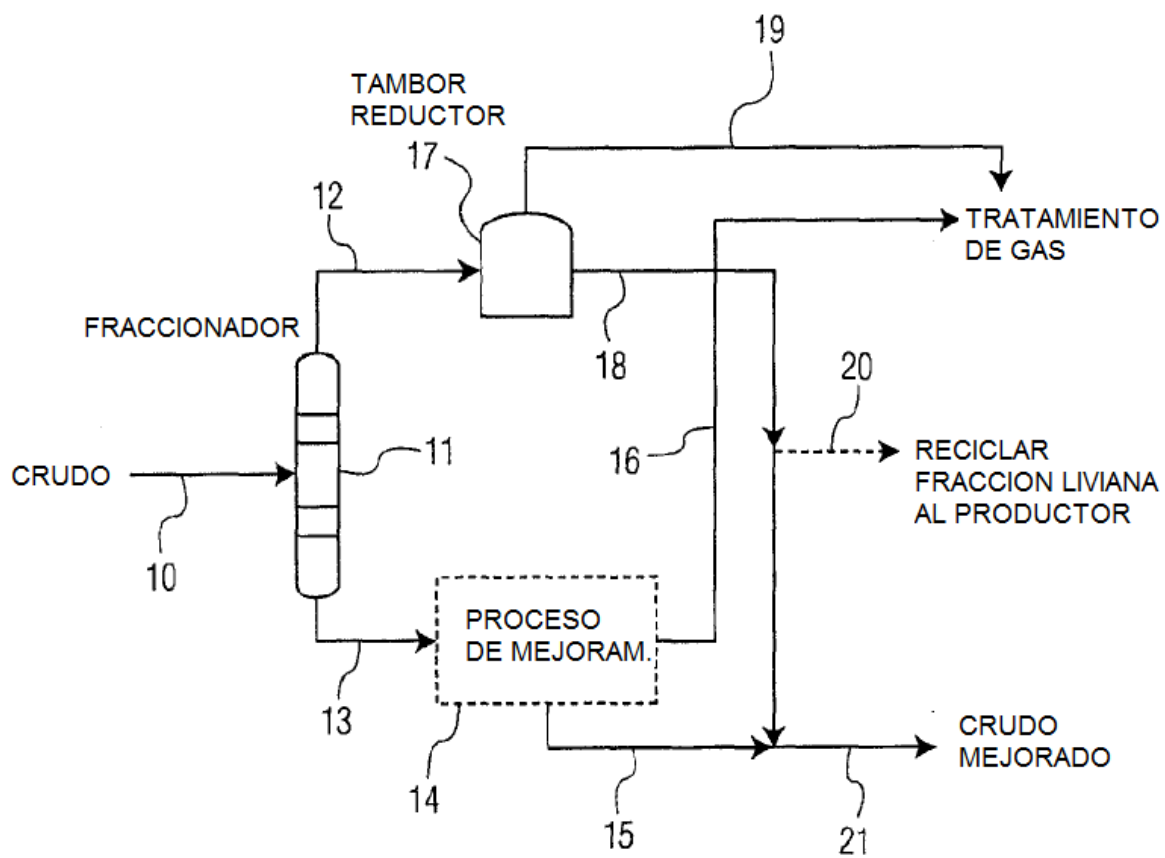


FIG. 1

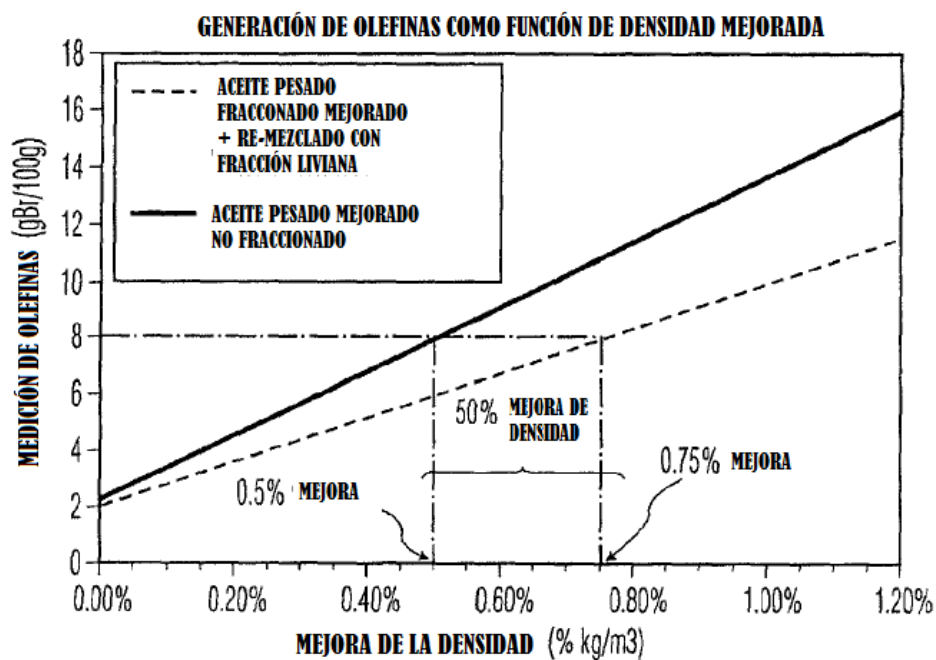


FIG. 2

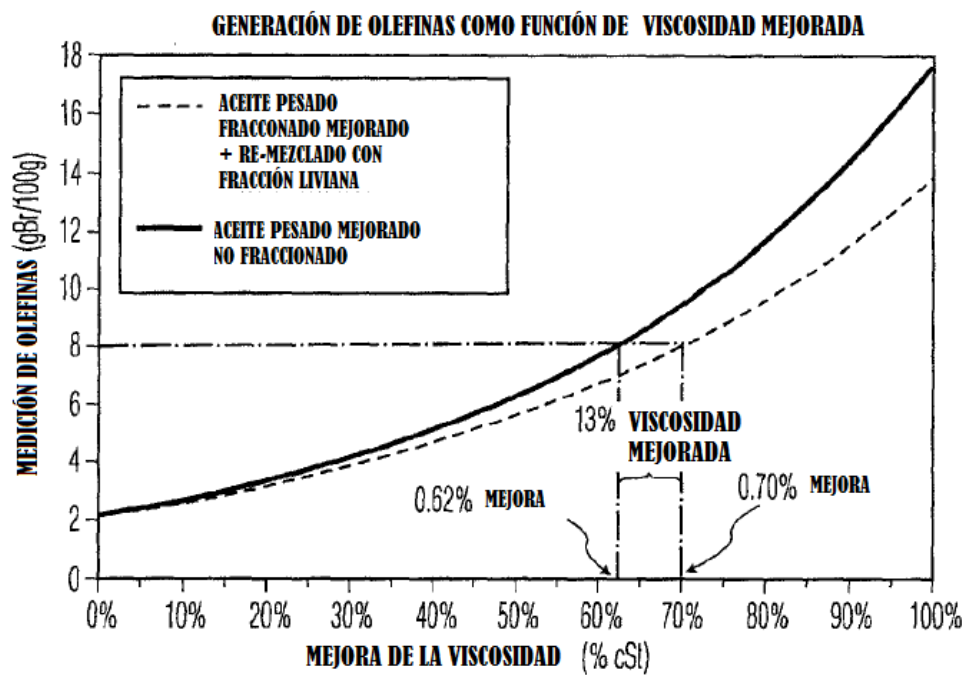


FIG. 3

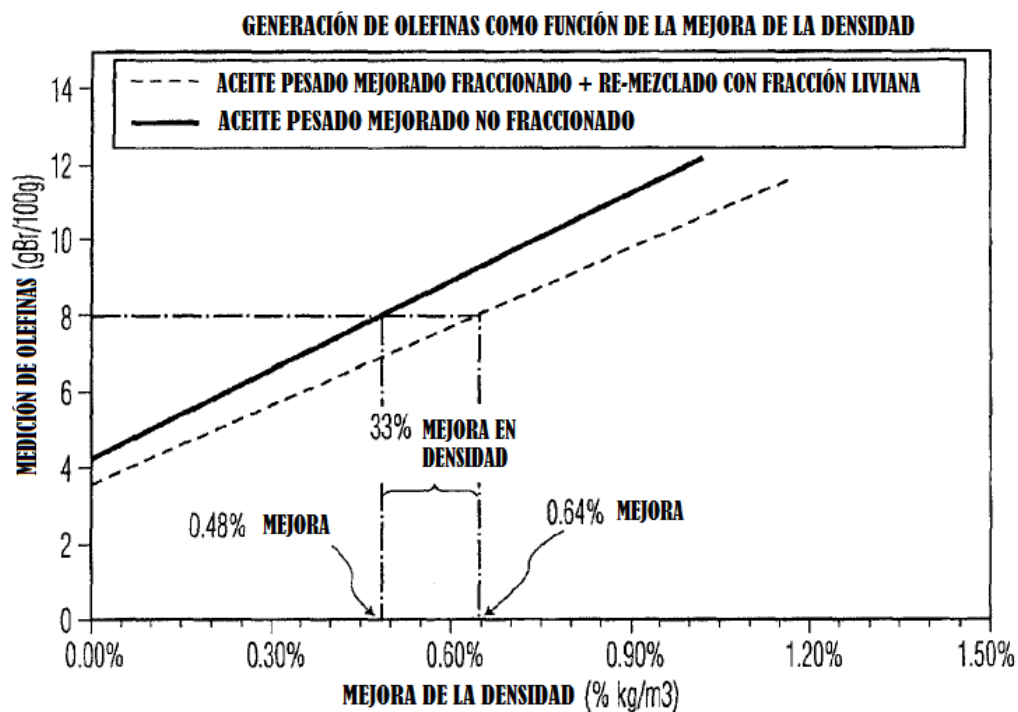


FIG. 4

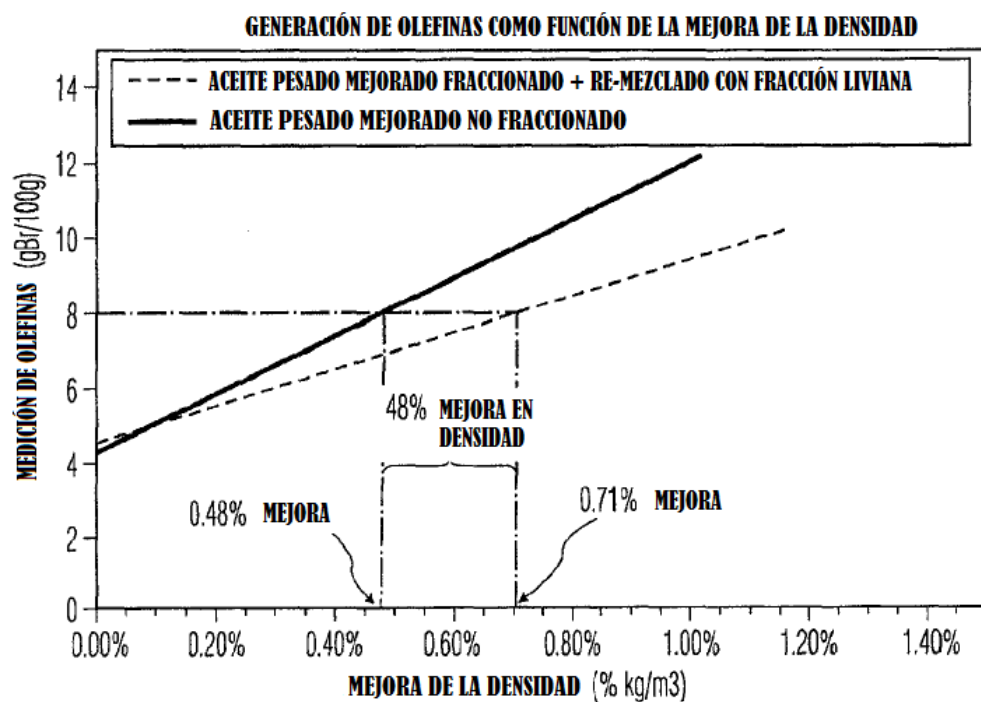


FIG. 5

REIVINDICACIONES

1. Un proceso para tratar un aceite pesado para suministrar un aceite pesado tratado que tenga la densidad y la viscosidad reducidas, y un contenido de olefinas que no exceda 1,0% en peso, comprende:
 - (a) Separar un aceite pesado inicial en una primera fracción y una segunda fracción, en donde dicha segunda fracción comprende un aceite pesado que tiene un valor p de al menos 5% mayor que el valor p de dicho aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción, y dicha segunda fracción tiene una aromaticidad que no es más del 5% menor que la aromaticidad de dicho aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción;
 - (b) Reducir la densidad y la viscosidad de dicha segunda fracción; y
 - (c) Combinar dicha segunda fracción con al menos una porción de dicha primera fracción para suministrar un aceite pesado tratado que tenga un contenido de olefinas que no excede 1,0% en peso.
2. El proceso de la reivindicación 1 en donde dicha primera fracción tiene un rango de ebullición que no excede 450°C.
3. El proceso de la reivindicación 2 en donde dicha primera fracción tiene un rango de ebullición que no excede 325°C.
4. El proceso de la reivindicación 3 en donde dicha primera fracción tiene un rango de ebullición que no excede 250°C.
5. El proceso de la reivindicación 4 en donde dicha primera fracción tiene un rango de ebullición que no excede 180°C.
6. El proceso de la reivindicación 5 en donde dicha primera fracción tiene un rango de ebullición que no excede 150°C.
7. El proceso de la reivindicación 1 en donde dicha segunda fracción tiene un valor p que es al menos 10% mayor que el valor p del aceite pesado inicial

antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción.

8. El proceso de la reivindicación 7 en donde dicha segunda fracción tiene un valor p que es al menos 15% mayor que el valor p del aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción.
9. El proceso de la reivindicación 8 en donde dicha segunda fracción tiene un valor p que es al menos 25% mayor que el valor p del aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción.
10. El proceso de la reivindicación 1 en donde dicha segunda fracción tiene una aromaticidad que no es más de 3% menor que la aromaticidad del aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción.
11. El proceso de la reivindicación 10 en donde dicha segunda fracción tiene una aromaticidad que es al menos 3% mayor que la aromaticidad del aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción.
12. El proceso de la reivindicación 11 en donde dicha segunda fracción tiene una aromaticidad que es al menos 5% mayor que la aromaticidad del aceite pesado inicial antes de separar dicho aceite pesado inicial en dicha primera fracción y dicha segunda fracción.
13. El proceso de la reivindicación 1 en donde la densidad y la viscosidad de dicha segunda fracción se han reducido mediante calentar dicha segunda fracción a una temperatura desde cerca de 200°C a cerca de 600°C.
14. El proceso de la reivindicación 13 en donde la densidad y la viscosidad de dicha segunda fracción se han reducido mediante calentar dicha segunda fracción a una temperatura desde cerca de 350°C a cerca de 450°C.
15. El proceso de la reivindicación 14 en donde la densidad y la viscosidad de dicha segunda fracción se han reducido mediante calentar dicha segunda fracción a una temperatura desde cerca de 380°C a cerca de 420°C.

- 16.El proceso de la reivindicación 1 en donde dicha segunda fracción es calentada durante un periodo de tiempo desde cerca de 1 minuto a cerca de 20 minutos.
17. El proceso de la reivindicación 16 en donde dicha segunda fracción es calentada durante un periodo de tiempo desde cerca de 3 minuto a cerca de 8 minutos.
- 18.El proceso de la reivindicación 1 en donde la densidad y la viscosidad de dicha segunda fracción se reducen mediante someter dicha segunda fracción a cavitación.
- 19.El proceso de la reivindicación 18 en donde dicha segunda fracción es sometida a cavitación hidrodinámica.
- 20.El proceso de la reivindicación 19 en donde dichas segunda fracción es sometida a cavitación hidrodinámica mediante pasar dicha segunda fracción desde un conducto por una zona de cavitación, en donde la proporción del ancho de la zona de cavitación respecto del ancho de dicho conducto es de cerca de $1/230$ a $1/75$.
- 21.El proceso de la reivindicación 20 en donde la proporción de la longitud de la zona de cavitación respecto del ancho de la zona de cavitación es de cerca de 10 a 125.
- 22.El proceso de la reivindicación 21 en donde la proporción de la longitud de la zona de cavitación respecto del ancho de la zona de cavitación es de cerca de 50 a 125.
- 23.El proceso de la reivindicación 1 en donde la densidad y la viscosidad de dicha segunda fracción se han reducido mediante calentar dicha segunda fracción a una temperatura desde cerca de 200°C a cerca de 600°C , y luego se somete dicha segunda fracción a cavitación.

- 24.El proceso de la reivindicación 23 en donde dicha segunda fracción es calentada a una temperatura desde cerca de 350°C a cerca de 450°C.
25. El proceso de la reivindicación 24 en donde dicha segunda fracción es calentada a una temperatura desde cerca de 380°C a cerca de 420°C.
- 26.El proceso de la reivindicación 23 en donde dicha segunda fracción es sometida a cavitación hidrodinámica.
- 27.El proceso de la reivindicación 26 en donde dicha segunda fracción es sometida a cavitación hidrodinámica mediante pasar dicha segunda fracción desde un conducto por una zona de cavitación, en donde la proporción del ancho de la zona de cavitación respecto del ancho de dicho conducto es de cerca de 1/230 a 1/75.
- 28.El proceso de la reivindicación 27 en donde la proporción de la longitud de la zona de cavitación respecto del ancho de la zona de cavitación es de cerca de 10 a 125.
- 29.El proceso de la reivindicación 28 en donde la proporción de la longitud de la zona de cavitación respecto del ancho de la zona de cavitación es de cerca de 50 a 125.
- 30.El proceso de la reivindicación 1 en donde la densidad y la viscosidad de dicha segunda fracción se han reducido mediante someter a dicha segunda fracción a un proceso de adición de hidrógeno.