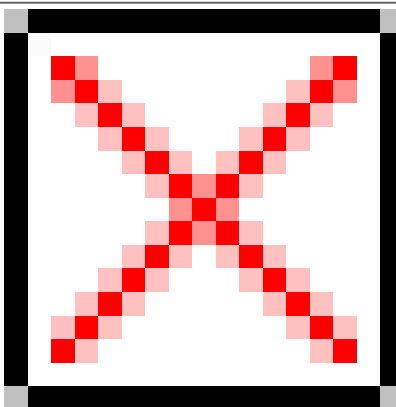


DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES SOLICITUD FASE NACIONAL - PCT



1	Título de la Invención (200 caracteres o espacios máximos)		
ACEITES PESADOS QUE TIENEN EL NÚMERO DE ÁCIDO TOTAL Y EL CONTENIDO DE OLEFINA REDUCIDOS			
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:

Soumaine
DEHKISSIA

**Dirección
Electrónica:**

notificacionesbm.bogota@bakermckenzie.com

Dirección:

401 - 1580
Adélarde -
Collette
Sherbrooke,
Québec J1H
4V8

**Domicilio/País
de
constitución:**

CANADA - QUEBEC - SHERBROOKE

Identificación:

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

Número:

-

5

Inventor(es)

Apellidos - Nombres

Domicilio

1. DEHKISSIA Soumaine

CANADA

2. CHRONOPOULOS Christos

CANADA

3. CHORNET Michel

CANADA

4.	FRECHETTE Jean		CANADA	
6	Datos Inventor(es)			
	País de Residencia	Departamento/Estado	Ciudad	Dirección
1.	CANADA	QUEBEC	SHERBROOKE	401 - 1580 Adélarde - Collette Sherbrooke, Québec J1H 4V8
2.	CANADA	QUEBEC	SHERBROOKE	1110 Rue De Forillon Sherbrooke, Québec J1N 4K9
3.	CANADA	ALBERTA	EDMONTON	116 Forrest Drive Sherwood Park, Alberta T8A 5Z9
4.	CANADA	QUEBEC	SHERBROOKE	1265 Lalement, Appartement 3 Sherbrooke, Québec J1H 2W1
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:	PCT/CA2014/050752	Fecha Solicitud:	08/08/2014
Número Publicacion:	WO2015/017939	Fecha Publicacion:	12/02/2015
9	Declaraciones de prioridad		☒ SI ☐ NO
1.	(33) País de origen ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	Codigo del país US	(31) No. Solicitud 61/864,118 (32) Fecha 09/08/2013
10	Reivindicaciones		
Número reivindicaciones:		24	Pago Reivindicaciones: Si
11	Reducción de tasas.		
Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente. ☐ SI ☒ NO Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.			
☐ Micro, pequeñas y medianas empresas ☐ Universidades públicas o privadas ☐ Entidades sin ánimo de lucro Debe aportar los documentos que se indican en el numeral 17 de anexos			
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			

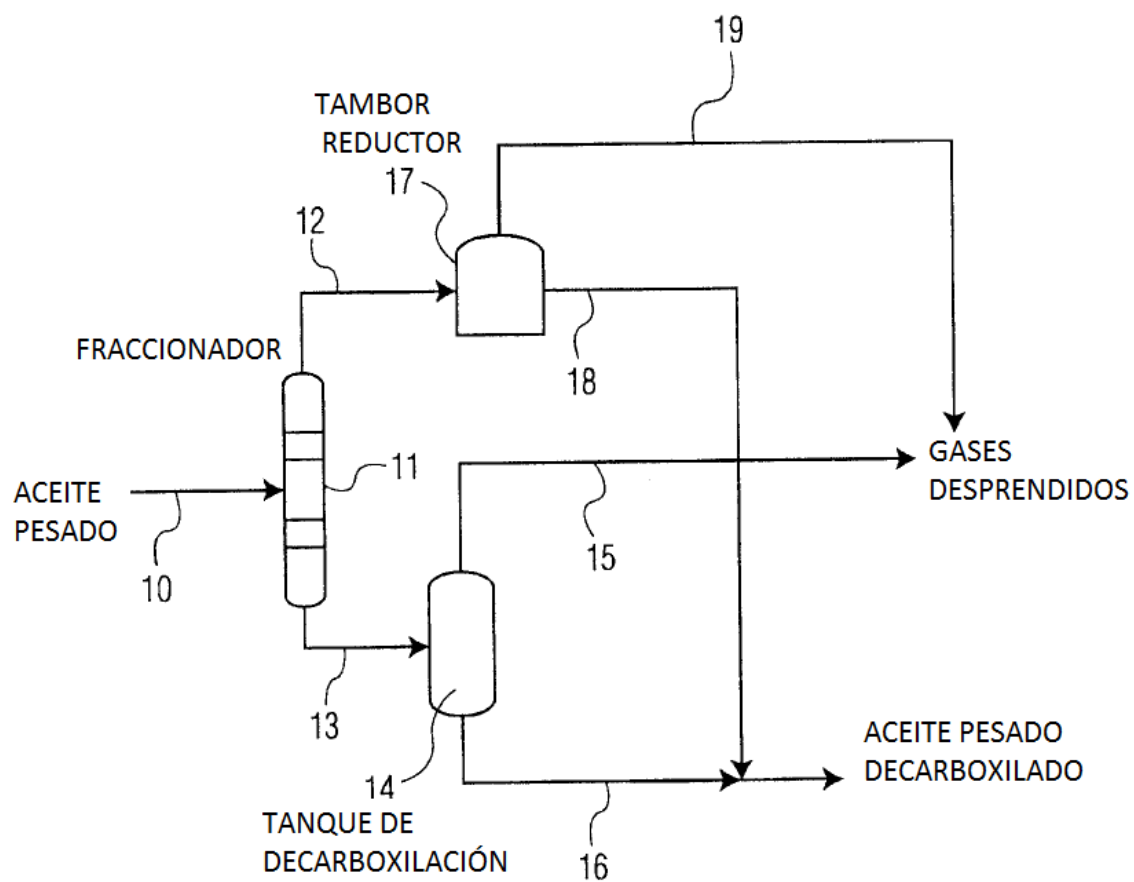


FIG. 1

REIVINDICACIONES

1. Un proceso para tratar un aceite pesado, comprende:
 - (a) Calentar un material de partida que comprende un aceite pesado para remover de dicho aceite pesado una primera fracción, en donde dicha primera fracción contiene no más de 25% del número total de grupos ácidos del aceite pesado y por lo cual suministrar una segunda fracción, en donde dicha segunda fracción contiene al menos 75% del número total de grupos ácidos del aceite pesado; y
 - (b) Tratar dicha segunda fracción bajo condiciones que suministran un aceite pesado tratado que tiene un número total de acidez (NAT) que no excede 1,0 mg KOH/g, o es al menos 50% por debajo del número total de acidez (NAT) de dicho aceite pesado antes de la etapa (a), un contenido de olefinas que no excede 1,0% en peso, y un valor p que es al menos 50% del valor p de dicho aceite pesado antes de la etapa (a), o un valor p que es al menos 1,5.
2. El proceso de la reivindicación 1 en donde la etapa (a) comprende calentar dicho material de partida que comprende un aceite pesado a una temperatura que no exceda 350°C (AET) y someter dicho material de partida que comprende un aceite pesado a una presión que no exceda 304 kPa.
3. El proceso de la reivindicación 1 en donde la etapa (b) comprende calentar dicha segunda fracción a una temperatura que no exceda 400°C (AET) y someter dicha segunda fracción a una presión que no exceda 101,3 kPa.
4. El proceso de la reivindicación 3 en donde la etapa (b) comprende calentar dicha segunda fracción a una temperatura que no exceda 385°C (AET) y someter dicha segunda fracción a una presión que no exceda 101,3 kPa.

5. El proceso de la reivindicación 4 en donde la etapa (b) comprende calentar dicha segunda fracción a una temperatura que no exceda 380°C (AET) y someter dicha segunda fracción a una presión que no exceda 101,3 kPa.
6. El proceso de la reivindicación 1 en donde, antes de la etapa (a), dicho material de partida que comprende un aceite pesado se calienta a una temperatura que no excede 100°C (AET), para así remover componentes que tengan un punto de ebullición de 100°C (AET) o menos desde dicho aceite pesado.
7. El proceso de la reivindicación 1 en donde, en la etapa (a), dicho material de partida que comprende un aceite pesado es sometido a una presión que no excede 66,66 kPa.
8. El proceso de la reivindicación 3 en donde, en la etapa (b), dicha segunda fracción es sometida a una presión de cerca de 66,66 kPa.
9. El proceso de la reivindicación 3 en donde, en la etapa (b), dicha segunda fracción es calentada a una temperatura desde cerca de 350°C (AET) hasta una temperatura que no excede 400°C (AET).
10. El proceso de la reivindicación 3 en donde, en la etapa (b), dicha segunda fracción es calentada a una temperatura que no excede 400°C (AET) y sometida a una presión que no excede 101,3 durante un periodo de tiempo desde cerca de 1 minuto hasta cerca de 60 minutos.
11. El proceso de la reivindicación 10 en donde, en la etapa (b), dicha segunda fracción es calentada a una temperatura que no excede 400°C (AET) y sometida a una presión que no excede 101,3 durante un periodo de tiempo desde cerca de 20 minutos hasta cerca de 35 minutos.

12. El proceso de la reivindicación 1 en donde dicho aceite pesado tiene un valor p que es al menos 75% del valor p del aceite pesado antes de la etapa (a), o tiene un valor p de al menos 2,0.
13. El proceso de la reivindicación 1 en donde dicha primera fracción contiene no más del 10% del número total de grupos ácidos del aceite pesado, y dicha segunda fracción contiene al menos 90% del número total de grupos ácidos del aceite pesado.
14. El proceso de la reivindicación 13 en donde dicha primera fracción contiene no más del 5% del número total de grupos ácidos del aceite pesado, y dicha segunda fracción contiene al menos 95% del número total de grupos ácidos del aceite pesado.
15. El proceso de la reivindicación 14 en donde dicha primera fracción contiene no más del 3% del número total de grupos ácidos del aceite pesado, y dicha segunda fracción contiene al menos 97% del número total de grupos ácidos del aceite pesado.
16. El proceso de la reivindicación 1 en donde dicho aceite pesado tratado tiene una gravedad API que no es más de 0,5° más grande que aquella de dicho aceite pesado antes de la etapa (a).
17. El proceso de la reivindicación 16 en donde dicho aceite pesado tratado tiene una gravedad API que no es más de 0,2° más grande que aquella de dicho aceite pesado antes de la etapa (a).

18.El proceso de la reivindicación 17 en donde dicho aceite pesado tratado tiene una gravedad API que no es más de 0,1° más grande que aquella de dicho aceite pesado antes de la etapa (a).

19.El proceso de la reivindicación 1 en donde en donde la etapa (b) se lleva a cabo en la ausencia de un gas de extracción o de arrastre.

20.El proceso de la reivindicación 1, además comprende:

Recombinar al menos una porción de dicha primera fracción con dicho aceite pesado tratado de la etapa (b).

21.El proceso de la reivindicación 1, además comprende:

Someter dicho aceite pesado a cavitación.

22.El proceso de la reivindicación 21 en donde dicha cavitación es cavitación hidrodinámica.

23.El proceso de la reivindicación 1, además comprende:

Someter dicho aceite pesado tratado a viscorreducción.

24.El proceso de la reivindicación 1, además comprende:

Someter dicho aceite pesado a un proceso de adición de hidrógeno.



- (51) **International Patent Classification:**
C10G 31/06 (2006.01) *C10G 31/00* (2006.01)
- (21) **International Application Number:**
PCT/CA2014/050752
- (22) **International Filing Date:**
8 August 2014 (08.08.2014)
- (25) **Filing Language:** English
- (26) **Publication Language:** English
- (30) **Priority Data:**
61/864,118 9 August 2013 (09.08.2013) US
- (71) **Applicant:** FRACTAL SYSTEMS, INC. [CA/CA]; 4070 Portland Boulevard, Sherbrooke, Québec J1L 2Y4 (CA).
- (72) **Inventors:** DEHKISSIA, Soumaine; 401 - 1580 Adélar - Collette, Sherbrooke, Québec J1H 4V8 (CA). CHRONOPOULOS, Christos; 1110 Rue De Forillon, Sherbrooke, Québec J1N 4K9 (CA). CHORNET, Michel; 116 Forrest Drive, Sherwood Park, Alberta T8A 5Z9 (CA). FRECHETTE, Jean; 1265 Lalement, Appartement 3, Sherbrooke, Québec J1H 2W1 (CA).
- (74) **Agent:** SMART & BIGGAR; P.O. Box 2999, Station D, 900 - 55 Metcalfe Street, Ottawa, Ontario K1P 5Y6 (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,

[Continued on next page]

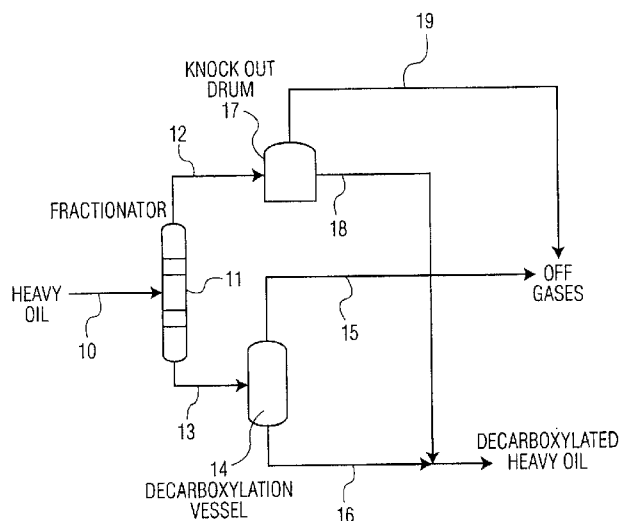
(54) **Title:** HEAVY OILS HAVING REDUCED TOTAL ACID NUMBER AND OLEFIN CONTENT

FIG. 1

(57) **Abstract:** A process for treating a heavy oil by heating a feedstock comprising a heavy oil in order to separate from the heavy oil a first fraction. The first fraction contains no more than 25% of the total number of acid groups of the heavy oil. A second fraction contains at least 75% of the total number of acid groups of the heavy oil. The second fraction then is treated under conditions that provide a heavy oil that has a total acid number, or TAN, that does not exceed 1.0 mg KOH/g, or is at least 50% lower than the total acid number prior to treatment, an olefin content that does not exceed 1.0 wt. %, and a p-value of at least 50% of the p-value of the heavy oil prior to treatment, or a p-value that is at least 1.5.



TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, **Published:**
KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

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

HEAVY OILS HAVING REDUCED TOTAL ACID NUMBER AND OLEFIN CONTENT

This application claims priority based on provisional Application Serial No. 61/864,118, filed August 9, 2013, the contents of which are incorporated by reference in their entirety.

This invention relates to the treatment of heavy oils. More particularly, this invention relates to treating heavy oils to provide a stable treated heavy oil having a total acid number (TAN) that does not exceed 1.0 mg KOH/g, or is at least 50% lower than the total acid number (TAN) prior to treatment, while having an olefin content that does not exceed 1.0 wt. %, and a p-value which is at least 50% of the p-value of the heavy oil prior to treatment, or is at least 1.5. The treated heavy oil also may have an API gravity which is no more than 0.5° greater than the API gravity of the heavy oil prior to treatment. The treatment may be performed in the absence of a stripping gas. Such treatment also may be performed without adding hydrogen to the heavy oil.

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 contain high molecular weight compounds known as asphaltenes, as well as organic compounds containing acidic groups (e.g., carboxylic acid or -COOH groups), such as naphthenic acids, and metals such as nickel and vanadium.

The carboxylic acid groups in acidic organic molecules cause corrosion, and heavy oil refineries discount the value of heavy oils having high acidity levels. The asphaltenes may cause fouling in visbreaking, and may cause fouling in refinery heat exchangers and burners.

The total acid number, or TAN, is an indicator of the acidity, mainly in the form of naphthenic acids, present in heavy oils. Naphthenic acids include a cyclic core with no double bonds between the carbon atoms, and one or more alkyl groups attached to the cyclic naphthenic core. One or more of the alkyl groups attached to the naphthenic core has a terminal carboxylic acid (-COOH) group. A typical naphthenic acid group has a carbon backbone of 9 to 20 carbon atoms. The backbone contains at least one naphthenic ring (Cyclopentane is the most common.) to which are attached alkyl groups. One or two of the alkyl groups have a terminal carboxylic acid group. These terminal carboxylic acid group(s) are responsible primarily for the corrosion that may be caused by heavy oils.

The total acid number, or TAN, is determined by a neutralization test using potassium hydroxide, or KOH. The TAN is measured, in general, as the number of milligrams of KOH needed to neutralize 1 gram of oil following an established standardized methodology known as ASTM-D664. It is desirable that the TAN for heavy oil does not exceed 1.0 mg KOH/g. In general, the values of heavy oils having a TAN that is greater than 1.0 mg KOH/g are discounted.

Although heavy oils can be treated, such as by heating, for example, in order to reduce the TAN, such treatments result in the production of other undesirable components, such as olefins, and an increase in the tendency of the asphaltenes to precipitate. For example, such treatments may reduce the TAN of the heavy oil, but increase the olefin content of the heavy oil to unacceptable levels, and increase the tendency of the asphaltenes to precipitate, as shown by decreased peptization values, or p-values, whereby such heavy oils are less than stable.

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 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 the HNMR test or the bromine number test, for example.

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.

It therefore is an object of the present invention to provide a treated heavy oil having a reduced total acid number, as well as an acceptable olefin content and p-value. Such treated heavy oil also may have a small increase or no increase in density, as compared to the heavy oil prior to treatment.

In accordance with an aspect of the present invention, there is provided a process for treating a heavy oil. The process comprises, in a first step, heating a feedstock comprising a heavy oil to remove a first, or light, fraction from the heavy oil. The first fraction contains no more than 25% of the total number of acid groups of the heavy oil. The first, or light, fraction, in general contains TAN reduction inhibitors such as water vapor or other incondensable gases, and thus the first step removes those inhibitors. Thus, there also is provided a second fraction. The second fraction contains at least 75% of the total number of acid groups of the heavy oil. The second fraction then is treated, in a second step, under conditions that provide a treated heavy oil that has a total acid number (TAN) that does not exceed 1.0 mg KOH/g, or is at least 50%

lower than the total acid number (TAN) of the heavy oil prior to the treatment of the heavy oil. The treated heavy oil also has an olefin content that does not exceed 1.0 wt. %, and a p-value that is at least 50% of the p-value of the heavy oil prior to the treatment of the heavy oil, or a p-value of at least 1.5.

In a non-limiting embodiment, the treated heavy oil has a p-value that is at least 75% of the p-value of the heavy oil prior to the treatment of the heavy oil, or a p-value of at least 2.0.

In a non-limiting embodiment, the treated heavy oil has a density, as measured by API gravity, that is slightly greater or no greater than that of the heavy oil prior to treatment. In one non-limiting embodiment, the treated heavy oil has an API gravity which is no more than 0.5° greater than the heavy oil prior to treatment. In another non-limiting embodiment, the treated heavy oil has an API gravity which is no more than 0.2° greater than the heavy oil prior to treatment. In yet another non-limiting embodiment, the treated heavy oil has an API gravity which is no more than 0.1° greater than the heavy oil prior to treatment.

In a non-limiting embodiment, a total acid number, or TAN, profile of the heavy oil is determined first by measuring the TAN of the heavy oil prior to treating the heavy oil. A sample of the heavy oil then is distilled at various temperatures, and the TAN of each distilled fraction is determined. From the TAN values of each distilled fraction of the heavy oil, one can determine the temperature of the heavy oil at which components that boil below such temperature will contain no more than 25% of the total number of acid groups of such heavy oil, and at which components that boil at or above such temperature contain at least 75% of the total number of acid groups of the heavy oil.

In many cases, the first fraction, which contains no more than 25% of the total number of acid groups of the heavy oil, includes components which boil at a temperature no greater than 250°C to 300°C atmospheric equivalent temperature (AET), while the second fraction, which contains at least 75% of the total number of acid groups of the heavy oil, includes components which boil at a temperature at least 250°C to 300°C atmospheric equivalent temperature (AET).

In a non-limiting embodiment, the first fraction contains no more than 10% of the total acid groups of the heavy oil, and the second fraction contains at least 90% of the total acid groups of the heavy oil. In another non-limiting embodiment, the first fraction contains no more than 5% of the total acid groups of the heavy oil, and the second fraction contains at least 95% of the total acid groups of the heavy oil. In yet another non-limiting embodiment, the first fraction contains no more than 3% of the total acid groups of the heavy oil, and the second fraction contains at least 97% of the total acid groups of the heavy oil.

Although the scope of the present invention is not intended to be limited to any theoretical reasoning, it is believed that, when a heavy oil is treated, such as by heating the heavy oil, in order to reduce the total acid number (TAN) of the heavy oil, that the lower-boiling components, i.e., components that in general contain small amounts of acid groups, can contain water vapor or other compounds which could inhibit or reduce the rate of decarboxylation of acidic components, such as the naphthenic acids. By removing such components prior to treating the heavy oil, the heavy oil can be treated to reduce the total acid number (TAN) more efficiently. Also, low boiling components in the heavy oil generally are saturated compounds that are not miscible easily with the

asphaltenes in the heavy oil, and decrease the oil's stability. By removing the lighter fraction, the stability of the heavy oil is improved, and further TAN reduction is accomplished with the maintenance of acceptable olefin levels, and such further TAN reduction of the heavy oil is not inhibited by water vapor.

In a non-limiting embodiment, the first step comprises separating the first fraction, which contains no more than 25% of the total acid groups, by heating the feedstock comprising the heavy oil to a temperature that does not exceed 350°C atmospheric equivalent temperature (AET) to avoid thermal cracking, which for hydrocarbons occurs generally around 370°C AET, and subjecting the feedstock comprising a heavy oil to a pressure that does not exceed 3 atm.

In another non-limiting embodiment, the second step comprises heating the second fraction to a temperature that does not exceed 400°C atmospheric equivalent temperature (AET), and subjecting the second fraction to a pressure that does not exceed 1 atm. In another non-limiting embodiment, the second step comprises heating the second fraction to a temperature that does not exceed 385°C atmospheric equivalent temperature (AET), and subjecting the second fraction to a pressure that does not exceed 1 atm. In yet another non-limiting embodiment, the second step comprises heating the second fraction to a temperature that does not exceed 380°C atmospheric equivalent temperature (AET), and subjecting the second fraction to a pressure that does not exceed 1 atm.

In one non-limiting embodiment, prior to removing the first fraction from the feedstock comprising a heavy oil, the feedstock is heated to a temperature that does not exceed 100°C (AET), thereby removing light components having a boiling point of less

than 100°C (AET) from the heavy oil. In general, such components having a boiling point of less than 100°C (AET) may be solvents and/or diluents.

In another non-limiting embodiment, in the first step, the feedstock comprising a heavy oil is heated to a temperature that does not exceed 350°C (AET) and a pressure that does not exceed 500 mmHg.

In another non-limiting embodiment, the second fraction, in the second step, is heated to a temperature that does not exceed 400°C (AET) and a pressure that does not exceed 500 mmHg. In yet another non-limiting embodiment, the second fraction, in the second step, is heated to a temperature of from about 350°C (AET) to a temperature that does not exceed 400 °C (AET).

In a further non-limiting embodiment, the second fraction, in the second step, is heated to a temperature that does not exceed 400°C (AET) and is subjected to a pressure that does not exceed 1 atm for a period of time of from about 1 minute to about 60 minutes. In yet another non-limiting embodiment, the second fraction, in the second step, is subjected to a temperature that does not exceed 490°C (AET) and is subjected to a pressure that does not exceed 1 atm for a period of time of from about 20 minutes to about 35 minutes.

In another non-limiting embodiment, a stripping gas is not employed in the second step.

In yet another non-limiting embodiment, subsequent to the second step, the treated heavy oil is recombined with at least a portion of the first fraction. Upon recombination of at least a portion of the first fraction with the treated heavy oil, the resulting heavy oil also has a TAN that does not exceed 1.0 mg KOH/g, or is at least

50% lower than the TAN of the heavy oil prior to the treatment of the heavy oil, has an olefin content that does not exceed 1.0 wt. %, and a p-value that is at least 50% of the p-value of the heavy oil prior to the treatment of the heavy oil, or a p-value of at least 1.5.

In a non-limiting embodiment, a feedstock comprising a heavy oil is heated to a temperature that does not exceed 100°C (AET) in order to remove any diluents and/or solvents that may be contained in the feedstock. The heavy oil then is passed to a fractionator, which may be a vacuum distillation column, which is operated at a temperature of 350°C and a pressure of about 250 mmHg. Such vacuum distillation separates the heavy oil into a first, or light, fraction, comprised mainly of aliphatic saturates and containing less than 25% of the total acid groups of the original heavy oil, and a second, or heavy, fraction with higher aromaticity, containing at least 75% of the acid groups of the original heavy oil.

The second fraction then is passed to a decarboxylation column, which is operated at a temperature of from about 350°C (AET) to about 380°C (AET), and a pressure of 500 mmHg, for a period of time of from about 20 minutes to about 35 minutes. In the decarboxylation column, any naphthenic acids in the second fraction are reduced, while the olefin content is not increased significantly. In a non-limiting embodiment, the decarboxylation is effected in the absence of a stripping gas.

Thus, there is produced a stable heavy oil having an acceptable acid level and olefin content. In general, such stable heavy oil has a total acid number (TAN) that does not exceed 1.0 mg KOH/g or is at least 50% lower than the total acid number of the heavy oil prior to treatment, has an olefin content that does not exceed 1.0 wt. %, and a p-value that is at least 50% of the p-value of the heavy oil prior to treatment, or a p-value of at least 1.5.

and has a p-value of at least 50% of the p-value of the heavy oil prior to treatment, or is at least 1.5.

The stable heavy oil then can be recombined with at least a portion of the first, or light fraction, or may be treated further to reduce the density and viscosity of the heavy oil, thereby making the heavy oil more pumpable and transportable. Such treatment includes heating the heavy oil and/or subjecting the heavy oil to cavitation, such as hydrodynamic and/or ultrasonic cavitation and/or subjecting the oil to visbreaking, and/or other upgrading technologies, such as thermal processes and/or hydrogen addition processes.

In a non-limiting embodiment, after the stable heavy oil is treated to reduce the density and viscosity of the heavy oil, such as by heating and/or hydrodynamic and/or ultrasonic cavitation, and/or other upgrading technologies, the stable heavy oil may be recombined with the first fraction.

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

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

Referring now to the drawing, as shown in Figure 1, a heavy oil in line 10 is pumped and heated and sent to fractionator 11. In general, fractionator 11 is operated at a temperature of about 300°C in the bottom, and in any event, the temperature does not exceed 350°C, and a pressure that does not exceed 3 atm, whereby a fraction, comprised of diluents, water vapor, naphtha, and lighter ends in the form of gases, which have a boiling point less than 250°C (AET), i.e., a 250°C fraction, are withdrawn from fractionator 11 through line 12 and passed to knock-out drum 17. The 250°C

fraction contains no more than 25% of the naphthenic acids of the heavy oil. Off gases are withdrawn from knock-out drum 17 through line 19, while the remainder of the 250°C fraction is withdrawn from knock-out drum 17 through line 18. Thus, a fraction that has a boiling point of less than 250°C at atmospheric pressure (i.e., a 250°C fraction) is separated from the heavy oil, whereby the resulting heavy oil contains a minimal amount of components that decrease the stability of the heavy oil, and further treatment to reduce the total acid number (TAN) of the heavy oil facilitates the maintenance of acceptable olefin levels.

A heavier heavy oil fraction is withdrawn from fractionator 11 through line 13 and passed to decarboxylation column 14. In general, decarboxylation column 14 is operated at a temperature that does not exceed 380°C and a pressure that does not exceed 1 atm. The heavy oil is treated in decarboxylation column 14 for a period of time such that the naphthenic acids and other acidic components that may be present in the heavy oil are reacted, whereby the total acid number (TAN) is reduced to an acceptable level, i.e., not exceeding 1.0 mg KOH/g, or is at least 50% below the total acid number prior to the treatment of the heavy oil. In decarboxylation column 14, through the combination of heat and residence time, weak chemical bonds are broken, and acid gases such as CO₂, NO_x, and sulfur species such as H₂S and COS are liberated. In general, the heavy oil is treated in decarboxylation column 14 for a period of time of from about 1 minute to about 60 minutes. Incondensable gases or off gases, such as CO₂, NO₂, and CO, as well as steam, are withdrawn from decarboxylation column 14 through line 15. A decarboxylated heavy oil is withdrawn from decarboxylation column 14 through line 16.

The 250°C⁻ fraction in line 18 is passed to line 16, where it is recombined with the decarboxylated heavy oil.

The 250°C fraction in line 18 may be recombined with the decarboxylated heavy oil in line 16 either before or after subjecting the heavy oil to further processing to reduce the density and viscosity of the heavy oil. The decarboxylated heavy oil in line 16 is a treated and stable heavy oil that has a total acid number (TAN) that does not exceed 1.0 mg KOH/g, or is at least 50% below the total acid number prior to the treatment of the heavy oil, and an olefin content that does not exceed 1.0 wt. %, and a p-value that is at least 50% of the p-value of the heavy oil prior to treatment, or a p-value that is at least 1.5.

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

Example

Four samples of a heavy oil having a TAN of 5.32 mg KOH/g, a bromine number (a measure of olefin content wherein a bromine number of 10 gBr₂/100g generally or approximately corresponds to an olefin content of 1.0%) of 5.72 gBr₂/100g, a p-value of 3.48, and a density of 0.9714g/cm³, were treated in a topping step, to remove a fraction containing 3% of the total acid groups of the original oil samples, and having a resulting fraction boiling point (at atmospheric pressure) of less than 250°C (i.e., a 250°C⁻ fraction), and then the samples were treated in a second step to remove naphthenic acid components therefrom.

In the topping step, each of Samples 1 and 2 were heated to 350°C at a pressure of 252 mmHg. Sample 3 was heated to 257°C at a pressure of 125 mmHg, and Sample

4 was heated to 276°C at a pressure of 125 mmHg. In the reaction step, Sample 1 was heated to 367°C at a pressure of 500 mmHg for 32 minutes, and Sample 2 was heated to 373°C at 500 mmHg for 20 minutes. Sample 3 was heated to 385°C at a pressure of 760 mmHg (i.e., atmospheric pressure) for 15 minutes, and Sample 4 was heated to 385°C at a pressure of 760 mmHg for 2 minutes.

After the topping step and the second step, each of the 250°C⁻ fractions that were separated previously from the heavy oil samples was recombined with each of the treated residue Samples 1 through 4. After the 250°C⁻ fractions were recombined with each of the treated Samples 1 through 4, the TAN values, bromine numbers, and p-values for each of Samples 1 through 4 were measured. After the above measurements, each of Samples 1 through 4 were subjected to an additional distillation step at 300°C under vacuum (20 mmHg pressure) to verify whether olefins were produced during the second step. After the distillation under vacuum, the TAN values, bromine numbers, and p-values again were measured. The increases in density, as measured in API gravity, of each of the recombined oil samples, also were measured. It can be seen from the results with respect to Sample 3 that the reaction severity (combination of time and temperature) was too high and thus the bromine number, which is indicative of olefin content, was higher than desired.

The TAN values, bromine numbers, p-values, and increases in density for each of Samples 1 through 4 are given in Table 1 below.

TABLE 1

Sample	Topping Condition	Reaction Conditions	TAN	Bromine Number	P-Value	Density Increase (°API)
1	350°C/252mmHg	367°C/500mmHg/32min	1.0	9.2	3.1	0

2	350°C/252mmHg	373°C/500mmHg/20min	0.89	10.6	3	0
3	257°C/125mmHg	385°C/760mmHg/15min.	0.99	16.69	2.5	0.05
4	276°C/125mmHg	385°C/760mmHg/2min.	1.90	8.72	3.15	0

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, comprising:

(a) heating a feedstock comprising a heavy oil to remove from said heavy oil a first fraction, wherein said first fraction contains no more than 25% of the total number of acid groups of the heavy oil, and thereby providing a second fraction, wherein said second fraction contains at least 75% of the total number of acid groups of the heavy oil; and

(b) treating said second fraction under conditions that provide a treated heavy oil that has a total acid number (TAN) that does not exceed 1.0 mg KOH/g, or is at least 50% lower than the total acid number (TAN) of said heavy oil prior to step (a), an olefin content that does not exceed 1.0 wt. %, and a p-value which is at least 50% of the p-value of said heavy oil prior to step (a), or a p-value of at least 1.5.

2. The process of Claim 1 wherein step (a) comprises heating said feedstock comprising a heavy oil to a temperature that does not exceed 350°C atmospheric equivalent temperature and subjecting said feedstock comprising a heavy oil a pressure that does not exceed 3 atm.

3. The process of Claim 1 wherein step (b) comprises heating said second fraction to a temperature that does not exceed 400°C atmospheric equivalent temperature and subjecting said second fraction to a pressure that does not exceed 1 atm.

4. The process of Claim 3 wherein step (b) comprises heating said second fraction to a temperature that does not exceed 385°C atmospheric equivalent

temperature and subjecting said second fraction to a pressure that does not exceed 1 atm.

5. The process of Claim 4 where step (b) comprises heating said second fraction to a temperature that does not exceed 380°C atmospheric equivalent temperature and subjecting said second fraction to a pressure that does not exceed 1 atm.
6. The process of Claim 1 wherein, prior to step (a), said feedstock comprising a heavy oil is heated to a temperature that does not exceed 100°C atmospheric equivalent temperature, thereby removing components having a boiling point of 100°C atmospheric equivalent temperature or less from said heavy oil.
7. The process of Claim 1 wherein, in step (a), said feedstock comprising a heavy oil is subjected to a pressure that does not exceed 500 mmHg.
8. The process of Claim 3 wherein, in step (b), said second fraction is subjected to a pressure of about 500 mmHg.
9. The process of Claim 3 wherein, in step (b), said second fraction is heated to a temperature of from about 350°C atmospheric equivalent temperature to a temperature that does not exceed 400°C atmospheric equivalent temperature.
10. The process of Claim 3 wherein, in step (b), said second fraction is heated to a temperature that does not exceed 400°C atmospheric equivalent temperature and subjected to a pressure that does not exceed 1 atm for a period of time of from about 1 minute to about 60 minutes.
11. The process of Claim 10 wherein, in step (b), said second fraction is heated to a temperature that does not exceed 400°C atmospheric equivalent temperature

and subjected to a pressure that does not exceed 1 atm for a period of time of from about 20 minutes to about 35 minutes.

12. The process of Claim 1 wherein said treated heavy oil has a p-value that is at least 75% of the p-value of the heavy oil prior to step (a), or has a p-value of at least 2.0.
13. The process of Claim 1 wherein said first fraction contains no more than 10% of the total number of acid groups of the heavy oil, and said second fraction contains at least 90% of the total number of acid groups of the heavy oil.
14. The process of Claim 13 wherein said first fraction contains no more than 5% of the total number of acid groups of the heavy oil, and said second fraction contains at least 95% of the total number of acid groups of the heavy oil.
15. The process of Claim 14 wherein said first fraction contains no more than 3% of the total number of acid groups of the heavy oil, and said second fraction contains at least 97% of the total number of acid groups of the heavy oil.
16. The process of Claim 1 wherein said treated heavy oil has an API gravity which is no more than 0.5° greater than that of said heavy oil prior to step (a).
17. The process of Claim 16 wherein said treated heavy oil has an API gravity which is no more than 0.2° greater than that of said heavy oil prior to step (a).
18. The process of Claim 17 wherein said treated heavy oil has an API gravity which is no more than 0.1° greater than that of said heavy oil prior to step (a).
19. The process of Claim 1 wherein step (b) is performed in the absence of a stripping gas.
20. The process of Claim 1, and further comprising:

recombining at least a portion of said first fraction with said treated heavy oil of step (b).

21. The process of Claim 1, and further comprising:
subjecting said treated heavy oil to cavitation.
22. The process of Claim 21 wherein said cavitation is hydrodynamic cavitation.
23. The process of Claim 1, and further comprising:
subjecting said treated heavy oil to visbreaking.
24. The process of Claim 1, and further comprising:
subjecting said treated heavy oil to a hydrogen addition process.

1/1

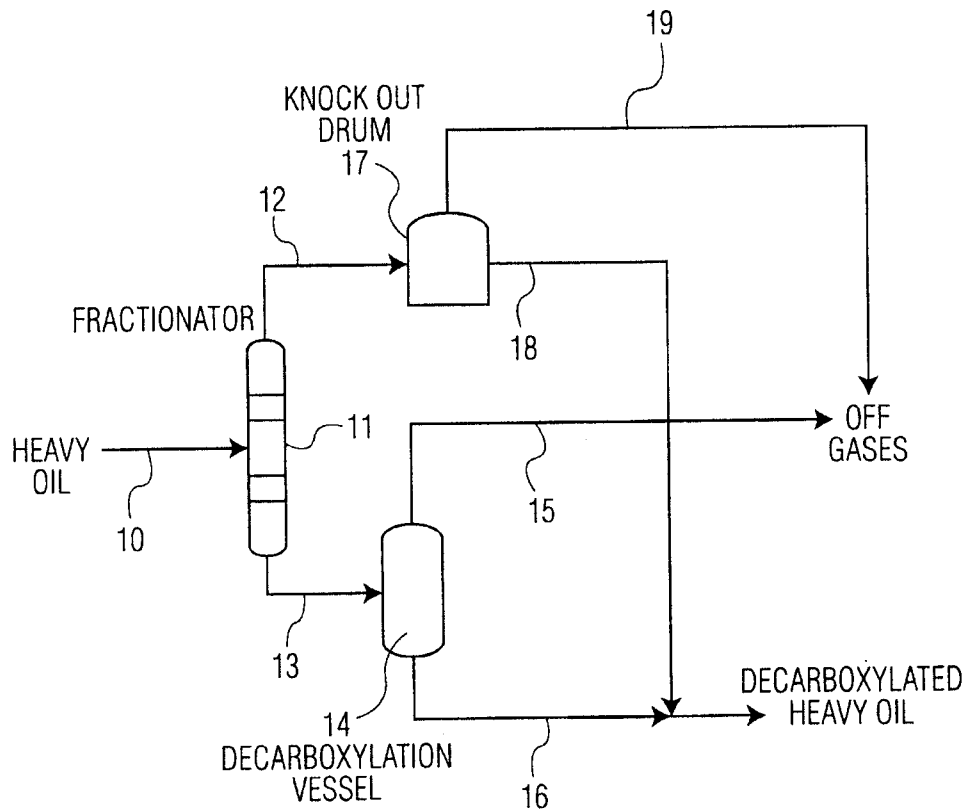


FIG. 1

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/CA2014/050752

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER
 IPC: **C10G 31/06** (2006.01), **C10G 31/00** (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)

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	US 2011/0168523 A1 (Sawai) 14 July 2011 (14-0-2011) *paragraphs [0034]-[0040] and [0050]-[0051] and Figure 1*	1-24

☐ 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
 26 September 2014 (26-09-2014)

Date of mailing of the international search report
 23 October 2014 (23-10-2014)

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/CA2014/050752

Patent Document Cited in Search Report	Publication Date	Patent Family Member(s)	Publication Date
US2011168523A1	14 July 2011 (14-07-2011)	US8771474B2 EP2354211A1 JP2011144225A JP5421794B2	08 July 2014 (08-07-2014) 10 August 2011 (10-08-2011) 28 July 2011 (28-07-2011) 19 February 2014 (19-02-2014)

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

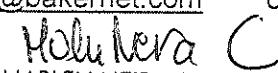
Adjunto: Instrucciones de Legalización

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 information - Systeme CIDREQ)

Vincent Pigeon
Notary Public

Michel Charvet



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

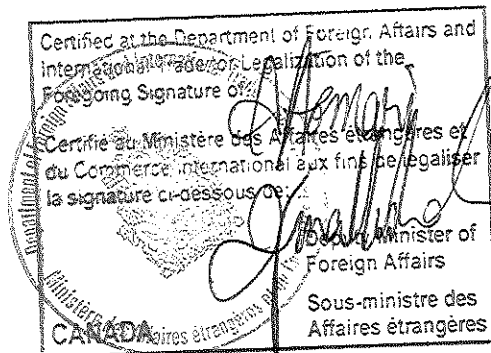
***** H\BCFclients\dossiers 12001\ corp\|Fractal\Anexo2.doc

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 APOYAR
RESPONSABILIDAD
DEL TEXTO

003439

Mónica Beltrán

CUA FIRMADA POR EL
DOCUMENTO DE RESPONSA
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 mediante calentar un material de partida que comprende aceite pesado para separar de este una primera fracción. La primera fracción contiene no más del 25% del número total de grupos ácidos del aceite pesado. Una segunda fracción contiene al menos 75% del número total de grupos ácidos del aceite pesado. La segunda fracción es tratada bajo condiciones que suministran un aceite pesado que tiene un número de acidez total, o NAT, que no excede 1,0 mg KOH/g, o es al menos 50% menor que el número de acidez total antes del tratamiento, un contenido de olefinas que no excede 1,0% en peso, y un valor p de al menos 50% del valor p del aceite pesado antes del tratamiento, o un valor p que es al menos 1,5.

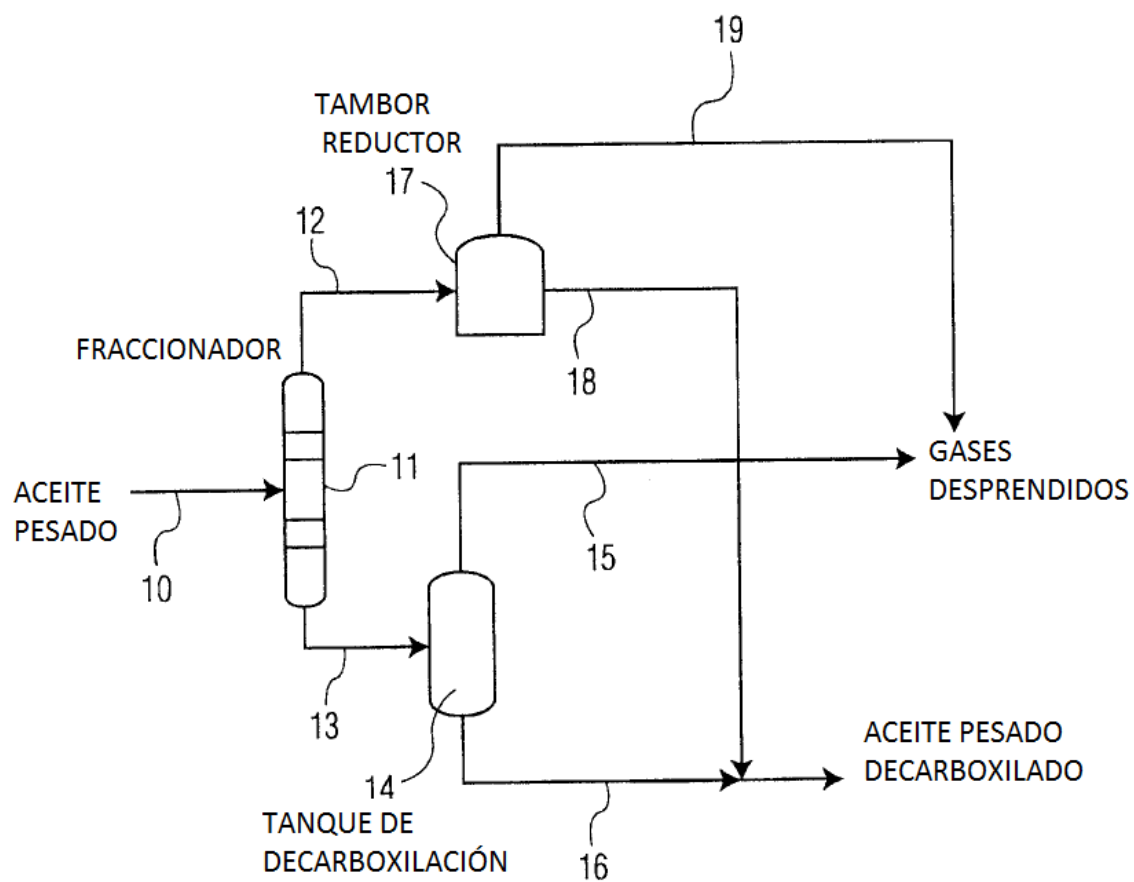


FIG. 1

ACEITES PESADOS QUE TIENEN EL NÚMERO DE ÁCIDO TOTAL Y EL CONTENIDO DE OLEFINA REDUCIDOS

Esta solicitud reclama la prioridad con base en la Solicitud provisional Serie No. 61/864.118, presentada el 9 de agosto de 2013, cuyos contenidos se incorporan por referencia en su totalidad.

Esta invención se relaciona con el tratamiento de aceites pesados. Más particularmente, esta invención se relaciona con tratar aceites pesados para suministrar un aceite pesado tratado estable que tenga un número de ácido total (NAT) que no exceda 1,0 mg KOH/g, o sea al menos 50% inferior al NAT que tenía antes del tratamiento, o al menos 1,5. El aceite pesado tratado también puede tener una gravedad API que no sea más de 0,5° mayor que la gravedad API del aceite pesado antes del tratamiento. El tratamiento se puede llevar a cabo en la ausencia de un gas de arrastre. Tal tratamiento también se puede llevar a cabo sin agregar hidrógeno al aceite pesado.

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 contienen compuestos de alto peso molecular conocidos como asfaltenos, al igual que compuestos orgánicos que contienen

grupos ácidos (por ejemplo, ácido carboxílico o grupos -COOH), tales como ácidos nafténicos, y metales tales como níquel y vanadio.

Los grupos de ácidos carboxílicos en moléculas orgánicas ácidas causan corrosión, y las refinerías de aceites pesados descuentan el valor de los aceites pesados que tengan niveles ácidos altos. Los asfaltenos pueden causar incrustaciones o ensuciamiento en viscorreducción, y pueden causar incrustaciones en los intercambiadores de calor y los quemadores en la refinería.

El número ácido total, o NAT, es un indicador de la acidez, principalmente en la forma de ácidos nafténicos, presentes en los aceites pesados. Los ácidos nafténicos incluyen un núcleo cíclico sin enlaces dobles entre los átomos de carbono, y uno o más grupos alquilo unidos al núcleo nafténico cíclico. Uno o más de los grupos alquilo unidos al núcleo nafténico tienen un grupo terminal de ácido carboxílico (-COOH). Un grupo de ácido nafténico típico tiene una estructura de carbono de entre 9 a 12 átomos de carbono. La estructura contiene al menos un anillo nafténico (Ciclopentano es el más común) al cual los grupos alquilo se unen. Uno o dos de los grupos alquilo tienen un grupo terminal de ácido carboxílico. Estos grupos terminales de ácido carboxílico son los responsables principalmente de la corrosión que puede ser causada por los aceites pesados.

El número de ácido total, o NAT, es determinado mediante un ensayo de neutralización usando hidróxido de potasio, o KOH. El NAT es medido, en general, como el número de miligramos de KOH necesarios para neutralizar 1 gramo de aceite siguiendo una metodología estandarizada conocida como ASTM-D664. Es deseable que el NAT para los aceites pesados no exceda 1,0 mg KOH/g. En general, los valores de los aceites pesados que tienen un NAT mayor a 1,0 mg KOH/g son descontados.

Aunque los aceites pesados pueden ser tratados, tal como por calentamiento, por ejemplo, para poder reducir el NAT, tales tratamientos resultan en la producción de otros componentes no deseados, tales como olefinas, y en un incremento en la tendencia a precipitar de los asfaltenos. Por ejemplo, tales

tratamientos pueden reducir el NAT de los aceites pesados, pero incrementar el contenido de olefinas del aceite pesado a niveles inaceptables, y incrementar la tendencia de los asfaltenos a precipitarse, como lo muestran los valores de peptización disminuidos, valores p, por lo cual tales aceites pesados son menos estables.

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.

Por lo tanto un objetivo de la presente invención es suministrar un aceite pesado tratado que tenga un número de acidez total reducido, al igual que un contenido de olefinas y un valor p aceptables. Tal aceite pesado también puede tener un incremento pequeño o ningún incremento en la densidad, comparado con el aceite pesado antes del tratamiento.

De acuerdo con un aspecto de la presente invención, se suministra un proceso para tratar un aceite pesado. El proceso comprende, en una primera etapa, calentar un material de partida que comprende un aceite pesado para remover una primera fracción o liviana del aceite pesado. La primera fracción contiene no más de 25% del número total de los grupos ácidos del aceite pesado. La primera fracción o liviana, contiene por lo general inhibidores de la reducción del NAT, tal como vapor de agua u otros gases no condensables, y por lo tanto la primera etapa remueve aquellos inhibidores. Así, se suministra también una segunda fracción. La segunda fracción contiene al menos 75% del número total de los grupos ácidos del aceite pesado. La segunda fracción es entonces tratada, en una segunda etapa, bajo condiciones que suministren un aceite tratado que tenga un número de acidez total (NAT) que no exceda 1,0 mg KOH/g, o sea al menos 50% menor que el número de acidez total (NAT) del aceite pesado antes del tratamiento del mismo. El aceite pesado tratado tiene también un contenido de olefinas que no exceda 1,0 % en peso, y un valor p que sea al menos 50% del valor p del aceite pesado antes del tratamiento del aceite pesado o un valor p de al menos 1,5.

En una modalidad no limitativa, el aceite pesado tratado tiene un valor p que es al menos 75% del valor p del aceite pesado antes del tratamiento, o un valor p de al menos 2,0.

En una modalidad no limitativa, el aceite pesado tratado tiene una densidad, según se midió por la gravedad API, que es ligeramente mayor o no mayor que aquella del aceite pesado antes del tratamiento. En una modalidad no limitativa, el aceite pesado tratado tiene una gravedad API que no es más que 0,5° mayor que el aceite pesado antes del tratamiento. En otra modalidad no limitativa, el aceite pesado tiene una gravedad API que no es más de 0,2° mayor que la del aceite pesado antes del tratamiento. Todavía en otra modalidad no limitativa, el aceite pesado tratado tiene una gravedad API que no es más que 0,1° mayor que el aceite pesado antes del tratamiento.

En una modalidad no limitativa, un perfil del número de acidez total, o NAT, del aceite pesado es determinado primero mediante medir el NAT del aceite pesado antes del tratamiento del aceite pesado. Una muestra del aceite pesado es entonces destilada a varias temperaturas, y se determina la NAT de cada fracción destilada. De los valores NAT de cada fracción destilada del aceite pesado, uno puede determinar la temperatura del aceite pesado en la cual los componentes que bullen por debajo de tal temperatura contendrán no más del 25% del número total de los grupos ácidos de tal aceite pesado, y en la cual los componentes que bullen a o por encima de tal temperatura contienen al menos 75% del número total de grupos ácidos del aceite pesado.

En muchos casos, la primera fracción, que contiene no más del 25% del número total de grupos ácidos del aceite pesado, incluye componentes que bullen a una temperatura no mayor de 250°C a 300°C temperatura atmosférica equivalente (AET), mientras que la segunda fracción, que contiene al menos 75% del número total de grupos ácidos del aceite pesado, incluye componentes que bullen a una temperatura de al menos 250°C a 300°C temperatura atmosférica equivalente (AET).

En una modalidad no limitativa, la primera fracción contiene no más del 10% del total de los grupos ácidos del aceite pesado, y la segunda fracción contiene al menos 90% del total de grupos ácidos del aceite pesado. En otra modalidad no limitativa, la primera fracción contiene no más del 5% del total de los

grupos ácidos del aceite pesado, y la segunda fracción contiene al menos 95% del total de grupos ácidos del aceite pesado. Todavía en otra modalidad no limitativa, la primera fracción contiene no más del 3% del total de los grupos ácidos del aceite pesado, y la segunda fracción contiene al menos 97% del total de grupos ácidos del aceite pesado.

Aunque el alcance de la presente invención no tiene el propósito de limitarse a cualquier razonamiento teórico, se cree que, cuando un aceite pesado es tratado, tal como mediante calentar el aceite pesado, para poder reducir el número total de acidez (NAT) del aceite pesado, que los componentes de ebullición más baja, es decir, componentes que en general contienen pequeñas cantidades de grupos ácidos, pueden contener vapor de agua u otros componentes que podrían inhibir o reducir la rata de decarboxilación de los componentes ácidos, tal como los ácidos nafténicos. Mediante remover tales componentes antes de tratar el aceite pesado, el aceite pesado puede ser tratado para reducir el número total de acidez (NAT) de manera más eficiente. También, los componentes de baja ebullición en el aceite pesado generalmente son compuestos saturados que no son miscibles fácilmente con los asfaltenos en el aceite pesado, y disminuye la estabilidad del aceite. Mediante remover la fracción más liviana, se mejora la estabilidad del aceite pesado, y una reducción adicional del NAT se logra con el mantenimiento de niveles aceptables de olefinas, y tal reducción adicional del NAT del aceite pesado no se inhibe por el vapor de agua.

En una modalidad no limitativa, la primera etapa comprende separar la primera fracción, la cual contiene no más del 25% del total de grupos ácidos, mediante calentar el material de partida que comprende aceite pesado a una temperatura que no exceda 350°C temperatura atmosférica equivalente (AET) para evitar el craqueo térmico, el cual ocurre en los hidrocarburos por lo general alrededor de 370°C AET, y someter el material de partida que comprende aceite pesado a una presión que no exceda 304 kPa.

En otra modalidad no limitativa, la segunda etapa comprende calentar la segunda fracción a una temperatura que no exceda 400°C AET, y someter la

segunda fracción a una presión que no exceda 101,3 kPa. En otra modalidad no limitativa, la segunda etapa comprende calentar la segunda fracción a una temperatura que no exceda 385°C AET, y someter la segunda fracción a una presión que no exceda 101,3 kPa. En otra modalidad no limitativa, la segunda etapa comprende calentar la segunda fracción a una temperatura que no exceda 380°C AET, y someter la segunda fracción a una presión que no exceda 101,3 kPa.

En una modalidad no limitativa, antes de remover la primera fracción del material de partida que comprende aceite pesado, el material de partida es calentada a una temperatura que no exceda 100°C (AET), para remover así componentes livianos que tienen puntos de ebullición menores a 100°C (AET) del aceite pesado. En general, tales componentes que tienen un punto de ebullición menor a 100°C (AET) pueden ser solventes y/o diluyentes.

En otra modalidad no limitativa, la primera etapa, el material de partida que comprende aceite pesado es calentada a una temperatura que no exceda 350°C (AET) y a una presión que no exceda 66,45 kPa.

En otra modalidad no limitativa, la segunda etapa comprende calentar la segunda fracción a una temperatura que no exceda 400°C (AET), y a una presión que no exceda 66,45 kPa. En aún otra modalidad no limitativa, la segunda etapa comprende calentar la segunda fracción a una temperatura desde cerca de 350°C (AET) hasta una temperatura que no exceda 400°C (AET).

En una modalidad no limitativa adicional, la segunda fracción, en la segunda etapa, es calentada a una temperatura que no excede 400°C (AET) y se somete a una presión que no exceda 101,3 kPa durante un periodo de tiempo entre cerca de 1 min a cerca de 60 min. Aún en otra modalidad no limitativa adicional, la segunda fracción, en la segunda etapa, es calentada a una temperatura que no excede 490°C (AET) y se somete a una presión que no exceda 101,3 kPa durante un periodo de tiempo entre cerca de 20 min a cerca de 35 min.

En otra modalidad no limitativa, no se emplea un gas de extracción en la segunda etapa.

Aún en otra modalidad no limitativa, después de la segunda etapa, el aceite pesado tratado es recombinado con al menos una porción de la primera fracción. Luego de la recombinación de al menos una porción de la primera fracción con el aceite pesado tratado, el aceite pesado resultante también tiene un NAT que no excede 1,0 mg de KOH/g, o es al menos 50% menor que el NAT del aceite pesado antes del tratamiento del aceite pesado, tiene un contenido de olefinas que no excede 1,0 % en peso, y un valor p que es al menos 50% del valor p del aceite pesado antes de su tratamiento, o un valor p de al menos 1,5.

En una modalidad no limitativa, un material de partida que comprende aceite pesado es calentada a una temperatura que no excede 100°C (AET) para remover cualesquier diluyentes y/o solventes que puedan estar presentes en el material de partida. El aceite pesado es pasado luego a un fraccionador, que puede ser una columna de destilación al vacío, operada a una temperatura de 350°C y a una presión de cerca de 33,2 kPa. Tal destilación al vacío separa el aceite pesado en una primera fracción liviana, que comprende principalmente saturados alifáticos y contiene menos de 25% de los grupos ácidos totales del aceite pesado original, y una segunda fracción, pesada, con una aromaticidad mayor, que contiene al menos 75% de los grupos ácidos del aceite pesado original.

La segunda fracción se pasa entonces a una columna de decarboxilación, la cual es operada a una temperatura entre cerca de 350°C (AET) hasta cerca de 380°C (AET), y a una presión de 66,45 kPa, durante un periodo de tiempo entre cerca de 20 minutos hasta cerca de 35 minutos. En la columna de decarboxilación, cualesquier ácidos nafténicos existentes en la segunda fracción son reducidos, mientras que el contenido de olefinas no se incrementa de manera significativa. En una modalidad no limitativa, la decarboxilación se efectúa en ausencia de un gas de extracción.

Así, se produce un aceite pesado estable que tiene un nivel de acidez y un contenido de olefinas aceptables. En general, tal aceite pesado estable tiene un número de acidez total (NAT) que no excede 1,0 mg KOH/g o es al menos 50% menor que el número de acidez total del aceite pesado antes del tratamiento, tienen un contenido de olefinas que no excede 1,0 % en peso, y tiene un valor p de al menos 50% del valor p del aceite pesado antes del tratamiento, o es al menos 1,5.

El aceite pesado estable puede entonces ser recombinado con al menos una porción de la primera fracción liviana, o puede ser tratado adicionalmente para reducir la densidad y la viscosidad del aceite pesado, logrando así que el aceite pesado sea más fácil de bombear y transportar. Tal tratamiento incluye calentar el aceite pesado y/o someterlo a cavitación, tal como cavitación hidrodinámica y/o ultrasónica y/o someter el aceite a viscorreducción, y/o otras tecnologías de mejoramiento, tales como procesos térmicos y/o procesos de adición de hidrógeno.

En una modalidad no limitativa, después que el aceite pesado estable es tratado para reducir su densidad y viscosidad, tal como mediante calentar y/o la cavitación hidrodinámica y/o ultrasónica, y/u otras tecnologías de mejoramiento, el aceite pesado estable puede ser recombinado con la primera fracción.

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.

Haciendo ahora referencia al dibujo, como se muestra en la Figura 1, un aceite pesado en la línea 10 es bombeado y calentado y enviado al fraccionador 11. En general, el fraccionador 11 es operado a una temperatura de cerca de 300°C en el fondo, y en cualquier evento, la temperatura no excede 350°C, y a una presión que no excede 304 kPa, por lo cual una fracción, que comprende diluyentes, vapor de agua, nafta, y finales livianos en la forma de gases, que tienen un punto de ebullición menor a 250°C (AET), es decir, una fracción a

250°C, son retirados del fraccionador 11 por la línea 12 y pasan a un tambor de reducción 17. La fracción a 250°C contiene no más de 25% de los ácidos nafténicos del aceite pesado. Los gases desprendidos son retirados del tambor de reducción 17 por la línea 19, mientras que el resto de la fracción de 250°C se retira del tambor de reducción 17 por la línea 18. Así, una fracción que tiene un punto de ebullición menor a 250°C a presión atmosférica (es decir, una fracción del 250°C) es separada del aceite pesado, por lo cual el aceite pesado resultante contiene una cantidad mínima de componentes que disminuyen la estabilidad del aceite pesado, y el tratamiento adicional para reducir el número total de acidez (NAT) del aceite pesado facilita el mantenimiento de los niveles aceptables de olefinas.

Una fracción del aceite pesado más pesada es retirada del fraccionador 11 por la línea 13 y se pasa a la columna de decarboxilación 14. En general, la columna de decarboxilación 14 es operada a una temperatura que no excede 380°C y a una presión que no excede 101,3 kPa. El aceite pesado es tratado en la columna de decarboxilación 14 durante un periodo de tiempo tal que se hacen reaccionar los ácidos nafténicos y otros componentes ácidos que puedan estar presentes en el aceite pesado, por lo cual el número total de acidez (NAT) es reducido a un nivel aceptable, es decir, que no excede 1,0 mg KOH/g, o es al menos 50% menor que el número de acidez total del aceite pesado antes del tratamiento. En la columna de decarboxilación 14, mediante la combinación de calor y tiempo de residencia, se rompen los enlaces químicos débiles, y los gases ácidos tales como CO₂, NO_x, y especies sulfúricas como H₂S y COS son liberados. En general, el aceite pesado es tratado en la columna de decarboxilación 14 durante un periodo de tiempo entre cerca de 1 minuto a cerca de 60 minutos. Los gases no condensables o gases desprendidos, tales como CO₂, NO₂, y CO, al igual que el vapor, son retirados de la columna de decarboxilación 14 por la línea 15. Un aceite pesado decarboxilado es retirado de la columna de decarboxilación 14 por la línea 16.

La fracción de 250°C en la línea 18 pasa por la línea 16, en donde es recombinada con el aceite pesado decarboxilado.

La fracción de 250°C en la línea 18 puede ser recombinada con el aceite pesado decarboxilado en la línea 16 antes o después de someter el aceite pesado a procesamiento adicional para reducir la densidad y viscosidad del aceite pesado. El aceite pesado decarboxilado en la línea 16 es un aceite pesado tratado y estable que tiene un número total de acidez (NAT) que no excede 1,0 mg KOH/g, o es al menos 50% por debajo del número total de acidez antes del tratamiento del aceite pesado, y un contenido de olefinas que no excede 1,0% en peso, y un valor p que es al menos 50% del valor p del aceite pesado antes del tratamiento, o un valor p que es al menos 1,5.

La invención será ahora descrita con respecto al siguiente ejemplo; sin embargo, el alcance de la presente invención no debe ser limitado al mismo.

Ejemplo

Cuatro muestras de aceite pesado que tiene un NAT de 5,32 mg KOH/g, un número de bromo (una medida del contenido de olefinas en donde un número de bromo de 10 gBr₂/100g generalmente o aproximadamente corresponde a un contenido de olefinas de 1,0%) de 5,72 gBr₂/100g, un valor p de 3,48, y una densidad de 0,9714 g/cm³, fueron tratados en una etapa de encabezamiento, para remover una fracción que contenía 3% del total de grupos ácidos de las muestras originales de aceite, y tiene un punto de ebullición de la fracción resultante (a presión atmosférica) de menos de 250°C (es decir, una fracción de 250°C), y luego las muestras fueron tratadas en un segundo paso para remover los componentes de ácido nafténico de estas.

En la etapa de encabezamiento, cada una de las muestras 1 y 2 fueron calentadas a 350°C bajo una presión de 33,59 kPa. La muestra 3 fue calentada a 257°C bajo una presión de 16,66 kPa, y la Muestra 4 fue calentada a 276°C bajo una presión de 16,66 kPa. En la etapa de reacción, la Muestra 1 fue calentada as 367°C bajo una presión de 66,66 kPa durante 32 minutos, y la Muestra 2 fue calentada as 373°C bajo una presión de 66,66 kPa durante 20 minutos. La Muestra 3 fue calentada as 385°C bajo una presión de 101,3 kPa (es decir, a

presión atmosférica) durante 15 minutos, y la Muestra 4 fue calentada as 385°C bajo una presión de 101,3 kPa durante 2 minutos.

Después de la etapa de encabezamiento o primera y de la segunda etapa, cada una de las fracciones de 250°C que fueron separadas previamente de las muestras de aceite pesado se recombinaron con cada una de las Muestras residuo tratadas 1 a 4. Después que las fracciones de 250°C fueron recombinadas con cada una de las Muestras tratadas 1 a 4, se midieron los valores NAT, los números de bromo, y los valores p para cada una de las Muestras 1 a 4. Después de las mediciones anteriores, cada una de las muestras 1 a 4 fueron sometidas a una etapa adicional de destilación a 300°C bajo vacío (2,67 kPa de presión) para verificar si se produjeron olefinas durante la segunda etapa. Después de la destilación bajo vacío, se midieron nuevamente los valores NAT, los números de bromo, y los valores p. Los incrementos en densidad, según se midieron en gravedad API, de cada una de las muestras de aceite recombinado, también se midieron. Puede verse por los resultados con respecto a la Muestra 3 que la severidad de la reacción (combinación de tiempo y temperatura) fue muy alta y por lo tanto el número de bromo, el cual es indicativo del contenido de olefinas, fue más alto de lo deseado.

Los valores NAT, los números de bromo, los valores p, y los incrementos en la densidad para cada una de las Muestras 1 a 4 se dan en la Tabla 1 siguiente.

TABLA 1

Muestra	Condición de encabezado	Condiciones de La reacción	NAT	Número De bromo	Valor p	Incremento Densidad (°API)
1	350°C/33,6 kPa	367°C/66,66 kPa/32 min	1,0	9,2	3,1	0
2	350°C/33,6 kPa	373°C/66,66 kPa/20 min	0,89	10,6	3	0
3	257°C/16,66	385°C/101,3	0,99	16,69	2,5	0,05

	kPa	kPa/15 min				
4	276°C/16,66 kPa	385°C/101,3 kPa/2 min	1,90	8,72	3,15	0

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 aún así estar dentro del alcance de las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Un proceso para tratar un aceite pesado, comprende:
 - (a) Calentar un material de partida que comprende un aceite pesado para remover de dicho aceite pesado una primera fracción, en donde dicha primera fracción contiene no más de 25% del número total de grupos ácidos del aceite pesado y por lo cual suministrar una segunda fracción, en donde dicha segunda fracción contiene al menos 75% del número total de grupos ácidos del aceite pesado; y
 - (b) Tratar dicha segunda fracción bajo condiciones que suministran un aceite pesado tratado que tiene un número total de acidez (NAT) que no excede 1,0 mg KOH/g, o es al menos 50% por debajo del número total de acidez (NAT) de dicho aceite pesado antes de la etapa (a), un contenido de olefinas que no excede 1,0% en peso, y un valor p que es al menos 50% del valor p de dicho aceite pesado antes de la etapa (a), o un valor p que es al menos 1,5.
2. El proceso de la reivindicación 1 en donde la etapa (a) comprende calentar dicho material de partida que comprende un aceite pesado a una temperatura que no exceda 350°C (AET) y someter dicho material de partida que comprende un aceite pesado a una presión que no exceda 304 kPa.
3. El proceso de la reivindicación 1 en donde la etapa (b) comprende calentar dicha segunda fracción a una temperatura que no exceda 400°C (AET) y someter dicha segunda fracción a una presión que no exceda 101,3 kPa.
4. El proceso de la reivindicación 3 en donde la etapa (b) comprende calentar dicha segunda fracción a una temperatura que no exceda 385°C (AET) y someter dicha segunda fracción a una presión que no exceda 101,3 kPa.
5. El proceso de la reivindicación 4 en donde la etapa (b) comprende calentar dicha segunda fracción a una temperatura que no exceda 380°C (AET) y someter dicha segunda fracción a una presión que no exceda 101,3 kPa.
6. El proceso de la reivindicación 1 en donde, antes de la etapa (a), dicho material de partida que comprende un aceite pesado se calienta a una

temperatura que no excede 100°C (AET), para así remover componentes que tengan un punto de ebullición de 100°C (AET) o menos desde dicho aceite pesado.

7. El proceso de la reivindicación 1 en donde, en la etapa (a), dicho material de partida que comprende un aceite pesado es sometido a una presión que no excede 66,66 kPa.
8. El proceso de la reivindicación 3 en donde, en la etapa (b), dicha segunda fracción es sometida a una presión de cerca de 66,66 kPa.
9. El proceso de la reivindicación 3 en donde, en la etapa (b), dicha segunda fracción es calentada a una temperatura desde cerca de 350°C (AET) hasta una temperatura que no excede 400°C (AET).
10. El proceso de la reivindicación 3 en donde, en la etapa (b), dicha segunda fracción es calentada a una temperatura que no excede 400°C (AET) y sometida a una presión que no excede 101,3 durante un periodo de tiempo desde cerca de 1 minuto hasta cerca de 60 minutos.
11. El proceso de la reivindicación 10 en donde, en la etapa (b), dicha segunda fracción es calentada a una temperatura que no excede 400°C (AET) y sometida a una presión que no excede 101,3 durante un periodo de tiempo desde cerca de 20 minuto hasta cerca de 35 minutos.
12. El proceso de la reivindicación 1 en donde dicho aceite pesado tiene un valor p que es al menos 75% del valor p del aceite pesado antes de la etapa (a), o tiene un valor p de al menos 2,0.
13. El proceso de la reivindicación 1 en donde dicha primera fracción contiene no más del 10% del número total de grupos ácidos del aceite pesado, y dicha segunda fracción contiene al menos 90% del número total de grupos ácidos del aceite pesado.
14. El proceso de la reivindicación 13 en donde dicha primera fracción contiene no más del 5% del número total de grupos ácidos del aceite pesado, y dicha segunda fracción contiene al menos 95% del número total de grupos ácidos del aceite pesado.

15. El proceso de la reivindicación 14 en donde dicha primera fracción contiene no más del 3% del número total de grupos ácidos del aceite pesado, y dicha segunda fracción contiene al menos 97% del número total de grupos ácidos del aceite pesado.
16. El proceso de la reivindicación 1 en donde dicho aceite pesado tratado tiene una gravedad API que no es más de 0,5° más grande que aquella de dicho aceite pesado antes de la etapa (a).
17. El proceso de la reivindicación 16 en donde dicho aceite pesado tratado tiene una gravedad API que no es más de 0,2° más grande que aquella de dicho aceite pesado antes de la etapa (a).
18. El proceso de la reivindicación 17 en donde dicho aceite pesado tratado tiene una gravedad API que no es más de 0,1° más grande que aquella de dicho aceite pesado antes de la etapa (a).
19. El proceso de la reivindicación 1 en donde en donde la etapa (b) se lleva a cabo en la ausencia de un gas de extracción o de arrastre.
20. El proceso de la reivindicación 1, además comprende:
Recombinar al menos una porción de dicha primera fracción con dicho aceite pesado tratado de la etapa (b).
21. El proceso de la reivindicación 1, además comprende:
Someter dicho aceite pesado a cavitación.
22. El proceso de la reivindicación 21 en donde dicha cavitación es cavitación hidrodinámica.
23. El proceso de la reivindicación 1, además comprende:
Someter dicho aceite pesado tratado a viscorreducción.
24. El proceso de la reivindicación 1, además comprende:
Someter dicho aceite pesado a un proceso de adición de hidrógeno.

RESUMEN

Un proceso para tratar un aceite pesado mediante calentar un material de partida que comprende aceite pesado para separar de este una primera fracción. La primera fracción contiene no más del 25% del número total de grupos ácidos del aceite pesado. Una segunda fracción contiene al menos 75% del número total de grupos ácidos del aceite pesado. La segunda fracción es tratada bajo condiciones que suministran un aceite pesado que tiene un número de acidez total, o NAT, que no excede 1,0 mg KOH/g, o es al menos 50% menor que el número de acidez total antes del tratamiento, un contenido de olefinas que no excede 1,0% en peso, y un valor p de al menos 50% del valor p del aceite pesado antes del tratamiento, o un valor p que es al menos 1,5.

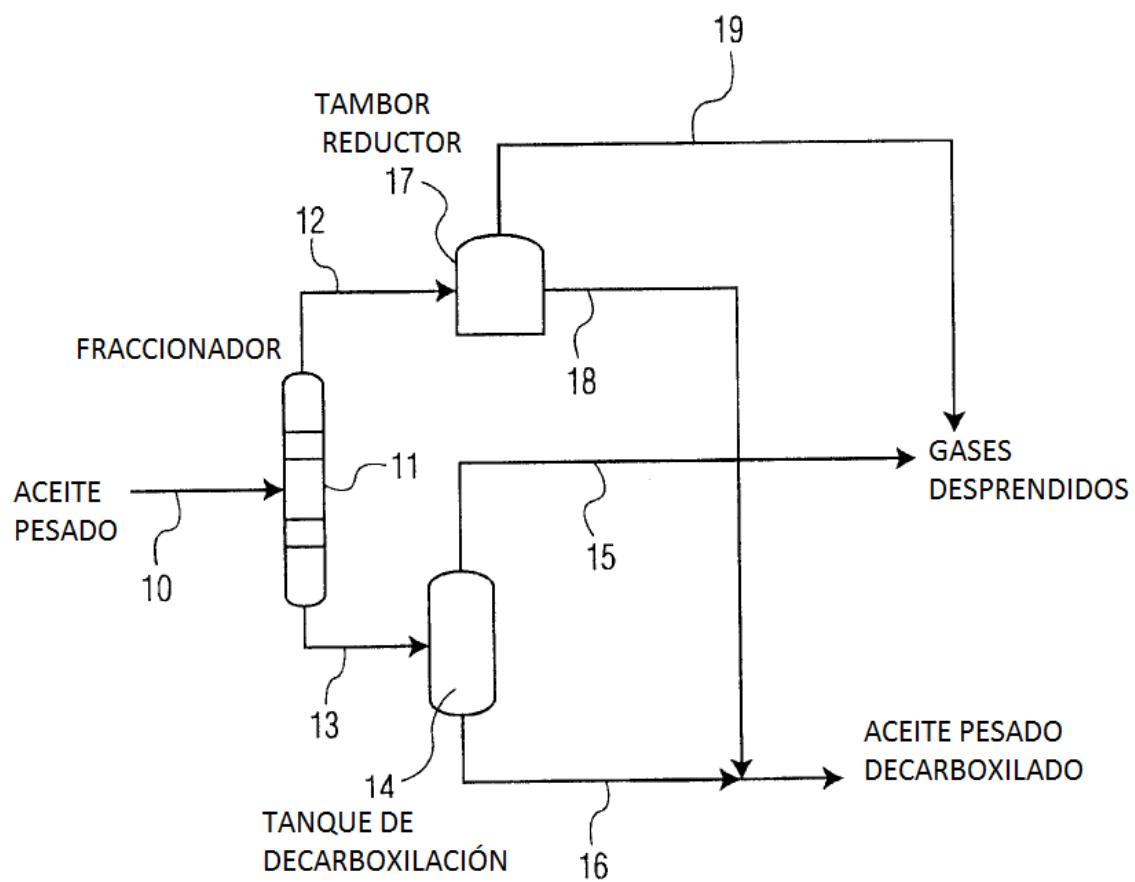


FIG. 1