

JOSE LLOREDA CAMACHO & CO.

ABOGADOS

Calle 72 No. 5-83 Piso 5, Bogotá, D.C. Tel: 6069700 Fax 6069701

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 11-107291- -00008-0000

Fecha: 2013-08-26 16:30:40  
Tra. 11 PATENTEIYI  
Act. 523 RESPUESTA

Dep. 2020 DIR.NUEVASCR  
Eve: 378 FASENACIONALI  
Folios: 21

Señor

SUPERINTENDENTE DE INDUSTRIA Y COMERCIO

DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES

E. \_\_\_\_\_ S. \_\_\_\_\_ D. \_\_\_\_\_

Re: PI.-PACHECO, LUÍS; BRICEÑO, MARÍA Y NUÑEZ GUSTAVO, A.-  
Solicitud de Patente de Invención en Fase Nacional PCT para  
"CONDUCCIÓN POR TUBERÍA DE PETRÓLEO EN FORMA DE  
EMULSIÓN". -Clase B01D 17/04. -Expediente número 11-107.291.-

1. Me refiero al auto dictado por ese Despacho notificado por fijación en lista de 28 de Mayo de 2013.

2. Con el fin de responder a las objeciones expuestas por el Señor Examinador bajo los acápites de Claridad de la descripción y el capítulo reivindicatorio, y Novedad, me permito presentar los siguientes argumentos técnicos y las siguientes modificaciones en la descripción y en el capítulo reivindicatorio de la solicitud de patente en cuestión, por medio de lo cual se superan completamente dichas objeciones.

3. **MODIFICACIONES EN EL CAPÍTULO REIVINDICATORIO**

Inicialmente me permito señalar que como parte de la respuesta a las objeciones realizadas por ese Despacho, el solicitante ha decidido realizar las siguientes modificaciones en el capítulo reivindicatorio:

- En la reivindicación 1 se ha adicionado un párrafo que encuentra pleno sustento en las reivindicaciones 10 y 12 presentadas originalmente, las cuales, por lo tanto, han sido eliminadas;
- A lo largo de todo el capítulo reivindicatorio se han eliminado los términos "aproximadamente" y "o menos"

- En la nueva reivindicación 11 (correspondiente a la reivindicación 13 presentada originalmente) se han incluido las características reveladas en la reivindicación 14 presentada originalmente (razón por la cual dicha reivindicación ha sido eliminada) y parcialmente las características reveladas en la reivindicación 15 presentada originalmente (correspondiente a la nueva reivindicación 12);
- En la nueva reivindicación 15 (correspondiente a la reivindicación 18 presentada originalmente) se eliminó la posibilidad de que la emulsión comprenda una emulsión unimodal; y,
- En la nueva reivindicación 16 (correspondiente a la reivindicación 19 presentada originalmente) se especificó que una emulsión en modo pequeño significa que tiene un tamaño de gota entre 0,5 y 10  $\mu\text{m}$ , mientras que una emulsión en modo grande significa que tiene un tamaño de gota entre 20 y 80  $\mu\text{m}$ , lo anterior de conformidad con lo mencionado en la página 9 (último párrafo) de la descripción.

Con base en lo anterior me permito manifestar que las modificaciones realizadas en el capítulo reivindicatorio (el cual ahora está conformado por 17 reivindicaciones) de ninguna manera amplían el alcance de la solicitud presentada originalmente, cumpliendo por lo tanto a cabalidad con las disposiciones de patentabilidad establecidas en el artículo 34 de la Decisión 486 de 2000.

#### **4. MODIFICACIONES EN LA DESCRIPCIÓN**

Atendiendo la sugerencia del señor Examinador, a lo largo del capítulo descriptivo se han incluido la conversión de valores presentados en pulgadas, pies, barriles y grados API a valores de conformidad con el Sistema Internacional.

#### **5. CLARIDAD DEL CAPÍTULO REIVINDICATORIO**

Con respecto a las objeciones de claridad realizadas por ese Despacho, atentamente me permito presentar las siguientes consideraciones técnicas:

- a) A lo largo del capítulo reivindicatorio se eliminaron las expresiones "aproximadamente" y "o menos". Con respecto a las expresiones "de modo grande" y "de modo pequeño", se especificó que una emulsión en

modo pequeño significa que tiene un tamaño de gota entre 0,5 y 10  $\mu\text{m}$ , mientras que una emulsión en modo grande significa que tiene un tamaño de gota entre 20 y 80  $\mu\text{m}$ , lo anterior de conformidad con lo mencionado en la página 9 (último párrafo) de la descripción;

- b) Con respecto a las expresiones que de acuerdo con el señor Examinador corresponden a un resultado a alcanzar y no definen adecuadamente la composición de la emulsión porque incluiría no sólo la solución propuesta por el solicitante sino todas las alternativas presentes o futuras que lleguen a ese resultado, me permito manifestar que: i) Las reivindicaciones 2, 3, 4, 5 y 12 presentadas originalmente son dependientes de la reivindicación 1, mientras que las reivindicaciones 14, 18 y 20 presentadas originalmente son dependientes de la reivindicación independiente 13 (nueva reivindicación 11), razón por la cual todas las características técnicas definidas en tales reivindicaciones son adicionales a aquellas características técnicas establecidas en las reivindicaciones independientes; y ii) De conformidad con lo definido en el numeral 2.6.5.4 del Instructivo para el Examen de solicitudes de patente de invención y modelos de utilidad publicado por la Superintendencia de Industria y Comercio, las características técnicas funcionales de un producto o un proceso son plenamente aceptadas como parte del capítulo reivindicatorio de una solicitud de patente, toda vez que dichas características técnicas funcionales si bien no definen la invención, explican la relación que hay entre sus diversas características estructurales;
- c) Ahora bien, el señor examinador también ha objetado la claridad de términos como "tensoactivo", "emulsión unimodal", "emulsión bimodal", entre otros, aduciendo que son términos generales que sugieren de forma imprecisa que la protección se extiende a otras posibles variaciones o modificaciones.

En respuesta a lo anterior, atentamente me permito señalar que los términos y expresiones objetadas por ese Despacho son plenamente conocidas por la persona medianamente versada en la materia en cuestión, y adicionalmente se refieren a características que pueden variar (por ejemplo el tensoactivo en particular) sin que la solución dada por el solicitante al problema técnico abordado se vea comprometido;

- d) En la reivindicación 13 presentada originalmente (nueva reivindicación 11) se han incluido las características del proceso de transporte, lo anterior de conformidad con lo establecido en la reivindicación 14 presentada originalmente;
- e) La nueva reivindicación 16 (correspondiente a la reivindicación 19 presentada originalmente) depende de las reivindicaciones precedentes, esto es, de las nuevas reivindicaciones 11 a 15, y simplemente se encuentra dirigida a definir características de la emulsión empleada en el método allí revelado; y
- f) Finalmente, me permito señalar que el rango de tamaños de gota definidos en las nuevas reivindicaciones 1 y 11 encuentran pleno sustento en, por ejemplo, la página 4 (segundo párrafo) de la descripción, razón por la cual atentamente solicito al señor Examinador la reconsideración de las objeciones realizadas a éste respecto.

Visto lo anterior, me permito manifestar que el nuevo capítulo reivindicatorio de la solicitud de patente en cuestión cumple a cabalidad con las disposiciones de patentabilidad establecidas en el Artículo 30 de la Decisión 486 de 2000, toda vez que es claro, conciso y encuentra pleno sustento en la descripción de la invención.

**6. NOVEDAD DE LA SOLICITUD DE PATENTE EN CUESTIÓN**

De acuerdo con el señor Examinador, las reivindicaciones 1, 2 a 11, 13, 14, 15, 18, 19 y 20 carecen de novedad frente a las enseñanzas de los documentos US 4,795,478 (D1) y US 5,283,001 (D2), toda vez que tales anterioridades divulgan las características esenciales de la composición y el método revelados en la presente invención.

En respuesta a lo anterior me permito señalar ante ese Despacho lo siguiente:

- La nueva reivindicación 1 se encuentra dirigida a proteger una emulsión de agua y petróleo que puede ser bombeada, que comprende una fase de agua, una fase de petróleo que comprende petróleo crudo presente en una cantidad de 45 a 80 por ciento en peso, y un tensoactivo presente en una cantidad de 500 a 3000 partes por millón, en donde el petróleo crudo está dispersado dentro de la fase de agua como gotas que tienen una distribución de tamaño de gota entre 0,5 y 500  $\mu\text{m}$ , y adicionalmente donde la emulsión puede separarse mediante la adición de un diluyente

que tiene una densidad entre 25 y 62 grados API (0,902 y 0,730 kg/L), y una solución básica a una concentración entre 0,1 y 0,3 % en peso de la emulsión, de manera que la fase de petróleo es diluida hasta un contenido de agua entre 0 y 25 % en peso, y una densidad resultante entre 15 grados API y 20 grados API (entre 0,964 y 0,932 kg/L).

- Por su parte, la nueva reivindicación independiente 11 se encuentra dirigida a proteger un método para el transporte de petróleo crudo pesado en forma de emulsión, el cual comprende las siguientes etapas:
  - proveer una fase de petróleo crudo;
  - proveer una fase de agua;
  - combinar la fase de petróleo crudo y la fase de agua en una primera ubicación de extracción para formar una emulsión que tiene un contenido de petróleo crudo de 45 a 80 por ciento en peso, en donde el petróleo crudo es dispersado en la fase de agua como gotas que tienen una distribución de tamaño de gota entre 0,5 y 500  $\mu\text{m}$ ,
  - transportar la emulsión de una primera ubicación a una segunda ubicación mediante una tubería, y
  - romper la emulsión en la segunda ubicación de tal manera que la fase de petróleo resultante se diluya hasta un contenido de agua de 0 a 25 por ciento en peso o menos, y una densidad resultante de 15 grados API a 20 grados API (0,964 a 0,932 kg/L), donde romper la emulsión implica adicionar un diluyente que tiene una densidad entre 25 grados API y 62 grados API (0,902 y 0,730 kg/L) a la emulsión, y adicionar al menos un agente de ruptura de emulsión a la emulsión.
- De lo anterior es claro que dichas nuevas reivindicaciones independientes 1 y 11 incluyen las características físicas del diluyente empleado para romper o separar la emulsión revelada, así como las características físicas específicas de la fase de petróleo que se obtiene luego del rompimiento de la emulsión.

- Contrario a lo anterior, los documentos D1 y D2, si bien se refieren a métodos para la formación, el procesamiento, el transporte y el uso final de emulsiones de hidrocarburo en agua, de ninguna manera enseñan los diluyentes específicos que podrían ser parte del proceso de rompimiento o separación de tales emulsiones, y mucho menos revelan las características físicas de la fase de petróleo luego del proceso de rompimiento de la emulsión.

En efecto, los documentos D1 y D2 tan sólo revelan las propiedades físicas de la emulsión o la fase de petróleo antes de que dicha emulsión sea separada mediante diluyentes específicos.

En vista de lo anterior me permito manifestar ante ese Despacho que el nuevo capítulo reivindicatorio es novedoso frente a las enseñanzas de los documentos D1 y D2, cumpliendo por lo tanto a cabalidad con las disposiciones de patentabilidad establecidas en el artículo 16 de la Decisión 486 de 2000.

## **7. CONCLUSIÓN**

Teniendo en cuenta las modificaciones realizadas en el capítulo reivindicatorio de la solicitud de patente en cuestión y de conformidad con los argumentos presentados para demostrar la claridad y la novedad de dicho nuevo capítulo reivindicatorio frente a las enseñanzas de los documentos D1 y D2, resulta completamente claro que se han superado las objeciones expuestas por el señor Examinador en su Concepto Técnico, y por lo tanto, dicha invención es merecedora del privilegio de patente solicitado.

8. Anexo al presente memorial me permito presentar:

- i) Copia del nuevo capítulo reivindicatorio, el cual está compuesto por 17 reivindicaciones y reemplaza al documento presentado originalmente; y
- ii) Copia del nuevo capítulo descriptivo, el cual reemplaza al documento presentado originalmente, y en el que se han realizado las modificaciones señaladas previamente en el presente memorial.

**JOSE LLOREDA CAMACHO & CO.**

Calle 72 No. 5-83 Piso 5, Bogotá, D.C. Tel: 6069700 Fax 6069701

---

9. En vista de lo anterior, ruego a usted proceder a estudiar nuevamente la solicitud a la luz de las modificaciones y los argumentos presentados y conceder el privilegio de patente solicitado.

Señor Superintendente,



Alicia Lloreda Ricaurte

T. P. 53.215

Dirección para Notificaciones: [notificacionespatentes@lloredacamacho.com](mailto:notificacionespatentes@lloredacamacho.com)

## CONDUCCIÓN POR TUBERÍA DE PETRÓLEO EN FORMA DE EMULSIÓN

5

### RESUMEN-OBJETO Y FINALIDAD DE LA INVENCION

Un medio para transportar una dispersión de petróleo crudo y agua mediante tuberías convencionales. La dispersión es una emulsión preparada mediante la combinación de agua de producción con petróleo crudo así como un sistema  
10 apropiado de tensoactivos de modo tal que la emulsión se estabiliza. La dispersión presenta una viscosidad de menos de aproximadamente 500 cP que permite que se pueda bombear y transportar vía tuberías convencionales. La dispersión, una vez llega a su destino final, se rompe o se separa mediante uno o más diluyentes apropiados de modo que el petróleo remanente cumpla con las  
15 especificaciones predeterminadas para procesamiento adicional, es decir, refinar en fracciones más ligeras.

**SECTOR:** Industria Petrolera, en particular sistemas de conducción para  
20 productos viscosos que facilitan el transporte de líquidos viscosos por la modificación de la viscosidad, resultante de la mezcla con otro líquido, y procesos para romper emulsiones.

## CONDUCCIÓN POR TUBERÍA DE PETRÓLEO EN FORMA DE EMULSIÓN

### SOLICITUD RELACIONADA

La presente solicitud reivindica el beneficio de la Solicitud Provisional de E.U. No. 61/148,306 presentada en Enero 29, 2009, que se incorpora aquí en su totalidad como referencia.

### CAMPO DE LA INVENCION

La presente invención se relaciona generalmente con el transporte de petróleo crudo. Más específicamente, la presente invención se relaciona con la conducción por una tubería de petróleo crudo en forma emulsificada.

### ANTECEDENTES DE LA INVENCION

El procesamiento de petróleo crudo incluye el transporte de petróleo extraído del campo petrolero al área de tanques de una refinería para procesamiento adicional en fracciones más ligeras. Frecuentemente, las áreas de tanques están a distancias significativas de los campos petroleros. Transportar los petróleos crudos pesados se puede lograr mediante cualquier vía diferente incluyendo conducción por tuberías, transporte, y otros medios apropiados para transportar el petróleo crudo.

El transporte de petróleo crudo vía vehículos, tales como carrotanques o camiones de petróleo y similares, es variable en costos y depende extensamente del costo del combustible. Recientemente, este método se ha vuelto cada vez más caro debido al aumento de los precios de la gasolina. Este método se puede llegar fácilmente a costos desorbitados a medida que aumenta la distancia entre el campo petrolero y el área de tanques.

La conducción por tubería de petróleo crudo, ya sea sobre o bajo tierra, es un método más eficiente en costos para transportar el petróleo crudo entre el campo petrolero y el área de tanques. Las tuberías de petróleo están hechas típicamente de tubos de plástico o acero con un diámetro interno típicamente de 10 a 120 cm, o aproximadamente 4 a 48 pulgadas (0,102 a 1,22 m). Las tuberías más profundas están enterradas a una profundidad de aproximadamente 1 – 2 metros, o aproximadamente 3 a 6 pies (0,91 a 1,83 m). El petróleo se mantiene en movimiento mediante estaciones de bombeo a lo largo de la tubería, y usualmente fluye a una velocidad de aproximadamente 1 a 6 m/s.

El petróleo crudo contiene cantidades variables de cera, o parafina, y en climas más fríos puede darse una acumulación de cera en la tubería. Frecuentemente estas tuberías se revisan y se limpian utilizando raspatubos de medición para inspección de tuberías, también conocidos como raspadores. Estos dispositivos se lanzan desde estaciones de lanzamiento de diablo y viajan a través de la tubería para recibirse en cualquier otra estación corriente abajo, limpiando los depósitos de cera y el material que se pudo haber acumulado dentro de la línea.

El petróleo crudo pesado y extra pesado en su forma natural tiene una densidad de aproximadamente 7 hasta aproximadamente 14 grados API, y una viscosidad de aproximadamente  $10^3$  hasta aproximadamente  $10^6$  cP a 25 grados centígrados. API, también conocida como gravedad API, significa gravedad del Instituto Americano del Petróleo (por sus siglas en inglés). Es una medida de la densidad relativa del petróleo líquido y la densidad del agua, y se utiliza para comparar densidades relativas de líquidos de petróleo. Por ejemplo, si el API de un petróleo líquido es más de diez, es más ligero que y flota en agua. Si un petróleo líquido tiene una gravedad API mayor que un segundo petróleo líquido, es más ligera que y flota sobre el segundo petróleo líquido.

Debido a la relativamente baja gravedad API y la alta viscosidad del petróleo crudo, toma una cantidad extraordinaria de energía bombear el petróleo crudo en su forma natural, si es que se puede bombear. Similar al transporte vía carrotanques de petróleo, mientras que la distancia entre el campo petrolero y el área de tanques aumenta, la conducción por la tubería de petróleo crudo puro se va volviendo cada vez más costosa y los costos se acumulan.

Es sabido que hacer emulsiones aceite en agua para reducir la viscosidad del petróleo crudo para que bombee mejor, requiere menos energía que las alternativas previamente descritas. Sin embargo, las emulsiones aceite en agua del arte previo típicamente tienen mayores contenidos de agua, de modo que un gran volumen de emulsión debe transportarse para mover el petróleo crudo.

Todavía existe la necesidad de un proceso para colocar una tubería de petróleo crudo pesado en largas distancias desde el campo petrolero hacia las áreas de tanques en donde el petróleo tiene una viscosidad que se puede bombear y es transportable, cumpliendo con las especificaciones del proceso de refinación posterior, es decir, fracciones más ligeras.

## RESUMEN DE LA INVENCION

Las realizaciones de la presente invención superan muchas de las deficiencias descritas anteriormente. Las realizaciones de la invención incluyen una dispersión de petróleo crudo pesado y agua que se pueden transportar en tuberías convencionales. La dispersión es una emulsión preparada combinando agua de producción con petróleo crudo así como un sistema de tensoactivos adecuado de modo que la dispersión se estabilice.

En particular, el petróleo crudo pesado se dispersa en la fase acuosa en forma de gotas que tienen tamaños distribuidos entre aproximadamente 0.5 hasta aproximadamente 500  $\mu\text{m}$ . Esta distribución se puede referir como una distribución de tamaño de gota y se puede representar, por ejemplo, en una gráfica de frecuencias como % de volumen o masa como una función del tamaño de gota. Las distribuciones del tamaño de gota se pueden caracterizar mediante parámetros estadísticos tales como la media y la desviación estándar. Una distribución de tamaño de una emulsión puede tener un significado unimodal acerca de que hay un solo valor o pico más frecuente, bimodal (dos valores pico), o polimodal (más de dos picos). Las emulsiones polimodales tienen a ser menos viscosas que las emulsiones unimodales, mientras que las emulsiones bimodales que tienen una proporción de tamaño de partícula grande a tamaño de partícula pequeño cercano a diez, son menos viscosos que los sistemas unimodales o polimodales.

La viscosidad de una emulsión también es una función del contenido de petróleo. Un pequeño incremento de petróleo puede tener un gran impacto en la viscosidad. Modificar la distribución del tamaño de gota como se explica anteriormente, puede compensar un incremento en el contenido de petróleo reduciendo o manteniendo la viscosidad constante.

Las realizaciones de la presente invención incluyen la preparación de emulsiones unimodales, bimodales y polimodales para maximizar el transporte de petróleo mientras se tienen caídas de presión inferiores a pesar del alto contenido de petróleo. La dispersión unimodal, bimodal o polimodal presenta una viscosidad de menos de aproximadamente 500cP que permite que se pueda bombear y transportar vía tuberías convencionales. La dispersión, una vez llega a su destino final, se rompe o separa mediante uno o más diluyentes apropiados de modo que el petróleo

remanente cumple con las especificaciones predeterminadas para el procesamiento adicional, es decir, deshidratación y refinación en fracciones más ligeras.

5

## BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

La FIG.1 es un diagrama de flujo de proceso de acuerdo con una realización de la invención;

10

La FIG.2 es un diagrama de flujo de proceso de una etapa de formación de una emulsión unimodal de acuerdo con una realización de la invención;

15

La FIG. 3 es un diagrama de flujo de proceso de una etapa de formación de una emulsión bimodal o polimodal de acuerdo con una realización de la invención;

La FIG. 4 es un diagrama de flujo de proceso de un paso de rompimiento de la emulsión de acuerdo con una realización de la invención;

20

La FIG. 5 es una gráfica que representa el efecto de la tasa de flujo sobre la distribución del tamaño de gota de emulsiones unimodales de acuerdo con una realización de la invención;

25

La FIG. 6 es una gráfica que representa el efecto de la concentración de tensoactivo sobre el tamaño medio de la gota de las emulsiones de acuerdo con una realización de la invención;

30

La FIG. 7 es una gráfica que representa el tamaño medio de la gota como función de la potencia de mezcla como el producto de la caída de presión a lo largo del mezclador estático y la tasa de flujo de acuerdo con una realización de la invención;

La FIG. 8 es una gráfica que representa la viscosidad aparente de una emulsión unimodal 70% medida en una tubería experimental de una pulgada (0,0254 m) de acuerdo con una realización de la invención;

35

La FIG. 9 es una gráfica que representa el tamaño medio de gota como función del tiempo y la concentración de tensoactivo de acuerdo con una realización de la invención;

5

La FIG. 10 es una gráfica que representa la evolución del tamaño medio de gota de acuerdo con la tasa de flujo en una etapa centrífuga de bombeo de acuerdo con una realización de la invención;

10 La FIG. 11 es una gráfica que representa la evolución del tamaño medio de gota en una bomba centrífuga de seis etapas de acuerdo con una realización de la invención;

La FIG. 12 es una gráfica que representa la distribución del tamaño de gota de dos emulsiones unimodales mezcladas para producir emulsiones bimodales de acuerdo  
15 con una realización de la invención;

La FIG. 13 es una gráfica que representa la viscosidad aparente como función del esfuerzo cortante para las emulsiones de la FIG. 12;

20 La FIG. 14 es una gráfica que representa el efecto de la adición de un rompiente de la emulsión sobre la separación de agua una y 24 horas después de la dilución utilizando nafta como diluyente; y

La FIG. 15 es una gráfica que representa el efecto del tipo de diluyente sobre la  
25 separación de agua 24 horas después de la dilución.

El resumen anterior de la invención no pretende describir cada realización ilustrada o cada implementación de la presente invención. Las figuras y la descripción detallada que siguen ejemplifican más particularmente estas realizaciones.

30

#### DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS FIGURAS

Los procesos de transporte de acuerdo con las realizaciones de la invención incluyen una emulsión de petróleo y agua que se puede bombear y transportar vía tuberías  
35 convencionales, y se puede separar fácilmente al llegar a su punto de destino para procesamiento adicional. Los procesos son eficientes en costos, sin importar la distancia del campo petrolero a los depósitos de petróleo.

En referencia a la FIG. 1, el proceso de conducción por la tubería 100 generalmente incluye una etapa de emulsificación o mezcla 108, un estado de bombeo 112, un estado de rompimiento o separación de la emulsión 116, y al menos un estado de tratamiento de agua 120. En 102, el petróleo crudo pesado tiene una densidad de aproximadamente 7 a aproximadamente 14 grados API (aproximadamente 1,020 a aproximadamente 0,971kg/L) y una viscosidad de aproximadamente  $10^3$  a aproximadamente  $10^6$  cP se extrae del suelo. El petróleo crudo puede contener sal presente en el agua como sales minerales solubles. Es deseable remover la sal del petróleo crudo para evitar complicaciones en el procesamiento corriente abajo, como en el proceso de refinación. Dado que la sal está presente en el agua como sales minerales solubles, la remoción de agua del petróleo crudo removerá la sal. Por lo tanto, en 104 el petróleo crudo pesado se deshidrata, utilizando deshidratación gravitacional o centrífugas, por ejemplo, para remover el agua.

Una vez que se ha retirado la sal del petróleo crudo, el agua y un sistema de tensoactivos que contiene uno o más surfactantes se combinan con el petróleo crudo en 106. El agua puede ser agua fresca o agua del depósito de petróleo. La fuente de agua preferiblemente tiene una salinidad de aproximadamente 5000 partes por millón (ppm) o menor; sin embargo, también se puede utilizar una salinidad mayor. El sistema de surfactantes puede comprender uno o más tensoactivos aniónicos y/o no iónicos.

Los tensoactivos aniónicos pueden incluir tensoactivos catiónicos tales como sales de amonio cuaternarias, por ejemplo, alquilaminas de sodio o bromo. Los tensoactivos no iónicos pueden incluir, por ejemplo, alcoholes etoxilados primarios o secundarios, y/o alquilfenoles etoxilados. La concentración de tensoactivo puede comprender desde aproximadamente 500 hasta aproximadamente 10,000 ppm, y más específicamente desde aproximadamente 500 a aproximadamente 3,000 ppm.

En la etapa de mezcla o emulsificación 108, el petróleo crudo se mezcla con aproximadamente 55 a 20% p/p de contenido de agua para formar una emulsión aceite en agua. La mezcla se puede realizar entre aproximadamente 35 y aproximadamente 80 grados Celsius. El agua y el sistema de tensoactivos se

combinan con el petróleo crudo pesado en la etapa de emulsificación 108 mediante licuadores o mezcladores estáticos o mecánicos. Un mezclador apropiado, por ejemplo, es el Mezclador Filmics, disponible de la Corporación Primix de Osaka, Japón. El mezclador Filmics y la tecnología se selecciona en la Patente de E.U. No. 5,582,484 titulada "Método de, y Aparato para, agitar líquidos en tratamiento", que se incorpora aquí por referencia en su totalidad. La emulsión se mezcla en la cámara con un canal con una ranura que gira una película de los componentes de la emulsión y crea un campo centrífugo de aproximadamente trece mil gs y más.

- 10 La dispersión o emulsión resultante contiene un contenido de crudo entre aproximadamente 45 y aproximadamente 80 por ciento p/p. La dispersión se puede diluir posteriormente con agua de modo que la dispersión sea manejable, es decir, eficientemente para bombear y transportar, en una tubería convencional tal que el contenido de crudo esté entre aproximadamente 45 y aproximadamente 75 por
- 15 ciento p/p. La dispersión o emulsión resultante luego se almacena en tanques de almacenamiento a 110, y luego se bombea por la tubería a 112 al depósito de tanques.

Una vez la dispersión agua y aceite alcanza su destino, el depósito de tanques, sufre un paso de "rompimiento" o separación 116. En una realización de la invención, etapa 116 es un proceso de dos partes. Primero, un diluyente con una densidad de aproximadamente 25 y 62 grados API (aproximadamente 0,902 y 0,730 kg/L) se adiciona a 114 a la dispersión para facilitar la separación de la emulsión, y para reducir la densidad y la viscosidad del petróleo de modo que el petróleo sea

25 apropiado para uso y combustible para ebulliciones en la refinación. Segundo, se adiciona una solución básica a una concentración de aproximadamente 0.1 a aproximadamente 0.3% de la dispersión para producir el rompimiento o ruptura de la emulsión, y la separación de la fase de petróleo crudo de la fase acuosa. Esta solución básica puede ser, por ejemplo, una solución de hidróxido de sodio o una

30 amina, tal como monoetanolamina o trietanolamina. Esta solución básica causa que el petróleo y los diluyentes coalescan y se separen del agua.

La fase de petróleo se diluye a partir de la fase original de petróleo crudo, y tiene un contenido de agua de aproximadamente 25% o menos. La densidad

35 resultante de la fase de petróleo es desde aproximadamente 15 grados API a aproximadamente 20 grados API (desde aproximadamente 0,964 a aproximadamente 0,932 kg/L), y preferiblemente aproximadamente 18 grados API

(aproximadamente 0,945 kg/L). La fase de agua tiene un contenido de crudo de aproximadamente 5% o menos. El agua de la fase de agua se envía entonces a una instalación de tratamiento de agua en 118 para su recuperación y reutilización. Puede separarse más agua de la fase de petróleo en 120 usando procesos de

5 deshidratación tales como separadores y deshidratadores gravitacionales y/o electrostáticos de tal manera que la fase de petróleo se encuentre dentro de las especificaciones de densidad y viscosidad para procesamiento adicional. Esta agua adicional separada puede también enviarse a una instalación de tratamiento de agua en 122 para su recuperación y reutilización.

10 En una realización de la invención, haciendo referencia a la FIG. 2, una etapa de emulsificación 200 comprende la formación de una emulsión unimodal. La etapa de emulsificación unimodal 200 incluye generalmente un suministro o tanque 202 de petróleo crudo pesado (HCO, por sus siglas en inglés) y un suministro o tanque de agua 204. El agua del suministro de agua 204 se mezcla opcionalmente con uno o

15 más tensoactivos de un suministro o tanque de tensoactivos 206 en el mezclador 208. El agua que opcionalmente contiene tensoactivos se combina entonces con el petróleo crudo pesado del suministro de HCO 202 en el mezclador 210 para formar una emulsión unimodal. Opcionalmente, puede combinarse más agua del suministro de agua 204 con la emulsión unimodal en el mezclador 212. La emulsión unimodal

20 se almacena posteriormente en el tanque de emulsión o tanque de reserva 214. Los mezcladores 208, 210, y 212 pueden ser mezcladores dinámicos, mezcladores estático-dinámicos, o mezcladores estáticos como se describe *supra*.

Otra realización alternativa de la invención es la fabricación de emulsiones bimodales o polimodales que emplean dos líneas de fabricación. Por ejemplo, una

25 línea maneja aproximadamente 60 a aproximadamente 90% del flujo total y produce una emulsión que tiene un modo grande de aproximadamente 20 a aproximadamente 80  $\mu\text{m}$ . La segunda línea puede manejar aproximadamente 40 a aproximadamente 10% del flujo total y produce una emulsión que tiene un modo pequeño de aproximadamente 0,5 a aproximadamente 10  $\mu\text{m}$ . Las dos líneas se

30 combinan para producir un único camino o corriente de flujo de la emulsión que tiene un contenido de petróleo crudo de aproximadamente 60 a aproximadamente 85% y una distribución de tamaño de gota bimodal o polimodal. Las emulsiones se forman mediante mezcladores dinámicos, mezcladores estático-dinámicos, o mezcladores

35 estáticos o mezcladores mecánicos como se describió *supra*. La emulsión bimodal o polimodal puede también almacenarse en tanques de almacenamiento y bombearse mediante una tubería a un depósito de petróleo.

Haciendo referencia a la realización de ejemplo que se ilustra en la FIG. 3, una etapa de emulsificación 300 comprende la formación de una emulsión bimodal o polimodal. La etapa de emulsificación 300 incluye generalmente dos o más suministros o tanques de HCO 302 y un suministro o tanque de agua 304. En un primer camino 306a, e.g. un camino de emulsión de modo pequeño, ilustrado por una línea sólida, el agua del suministro de agua 304 se mezcla opcionalmente en el mezclador 308 con uno o más tensoactivos del tanque o suministro de tensoactivos 310. El agua que opcionalmente contiene tensoactivos se combina posteriormente con petróleo crudo pesado del primer tanque de HCO 302a en el mezclador 312 para formar una emulsión de modo pequeño. En un segundo camino 306b, e.g. una emulsión de modo grande, ilustrada por una línea punteada, el agua del suministro de agua 304 se mezcla opcionalmente en el mezclador 314 con uno o más tensoactivos del suministro o tanque de tensoactivos 316. El agua que opcionalmente contiene tensoactivos se combina posteriormente con petróleo crudo pesado de un segundo tanque de HCO 302b en el mezclador 318 para formar una emulsión de modo grande. El camino de emulsión de modo pequeño 306a y el camino de emulsión de modo grande 306b se combinan posteriormente con agua del suministro de agua 304 en el mezclador 320 para formar una emulsión bi- o polimodal que posteriormente se almacena en un tanque de emulsión o tanque de reserva 322. Los mezcladores 308, 312, 314, y 318 pueden comprender mezcladores dinámicos, mezcladores estático-dinámicos, o mezcladores estáticos o mezcladores mecánicos como se describió *supra*.

Cuando la emulsión llega a su destino para procesamiento adicional, la emulsión se separa o se rompe. En una realización de la invención, para romper la emulsión se adiciona un diluyente con una densidad de aproximadamente 25 a aproximadamente 62 grados API (aproximadamente 0,902 y 0,730 kg/L) y se adiciona un paquete tensoactivo o un agente de ruptura de la emulsión a la dispersión de petróleo en agua. La emulsión se rompe, separándose parte o casi todo el contenido de agua. El paquete tensoactivo o el agente de ruptura de la emulsión puede comprender cualquier sustancia comercial que produzca de manera suficiente una separación aceptable de agua del petróleo.

Haciendo referencia de manera específica a la realización ejemplar que se ilustra en la FIG. 4, una etapa de separación 400 puede incluir de manera general el tanque de emulsión 214 de la FIG. 2 ó 322 de la FIG. 3, uno o más suministros o tanques de aditivo de ruptura 402, y un tanque diluyente 404. La emulsión uni-, bi-, o polimodal del tanque de emulsión 214, 322 se combina en el mezclador 406 con un primer aditivo de ruptura del primer tanque de aditivo de ruptura 402a y uno o más

diluyentes del tanque de diluyente 404. Puede combinarse un segundo aditivo de ruptura opcional de un segundo tanque de aditivo de ruptura 402b con la emulsión separada en el mezclador 408. La emulsión separada puede ser almacenada o enviada al tanque de separación 410 para procesamiento adicional y separación. Los mezcladores 406 y 408 pueden comprender mezcladores dinámicos, mezcladores estático-dinámicos, o mezcladores estáticos o mezcladores mecánicos como se describe *supra*.

Como se discutió en la sección de Resumen, las dispersiones de la presente invención incluyen petróleo crudo pesado dispersado dentro de la fase de agua como gotas que tienen tamaños distribuidos, o una distribución de tamaño de gota, entre aproximadamente 0,5 a aproximadamente 500  $\mu\text{m}$ . Puede hacerse referencia a esta distribución como una distribución del tamaño de gota y puede representarse, por ejemplo, en una gráfica de frecuencia como % de volumen o masa de las gotas de la emulsión como una función del tamaño de gota. Las distribuciones del tamaño de gota pueden caracterizarse mediante parámetros estadísticos tales como un valor promedio y una desviación estándar. Una distribución de tamaño de una emulsión puede ser unimodal lo que significa que hay un único valor o pico más frecuente, bimodal (dos valores pico), o polimodal (más de dos picos). Las emulsiones polimodales tienden a ser menos viscosas que las emulsiones unimodales, mientras que las emulsiones bimodales que tienen una relación de tamaño de gota grande a tamaño de gota pequeña cercana a diez, son menos viscosas que los sistemas unimodales o polimodales.

La viscosidad de una emulsión es también una función del contenido de petróleo. Un pequeño incremento de petróleo puede tener un fuerte impacto sobre la viscosidad. Modificar la distribución del tamaño de gota como se explicó anteriormente puede compensar el incremento en el contenido de petróleo al reducir o mantener constante una viscosidad.

30

Las FIGS. 5-7 ilustran los resultados del ensayo de la formación. La FIG. 5 ilustra el efecto de la tasa de flujo en la distribución del tamaño de gota. El tamaño de gota de una emulsión unimodal que contenía 80% de petróleo crudo pesado y 6000 ppm de tensoactivo mezclado en un mezclador estático de una pulgada (2,54 cm) se midió a tasas de flujo de 250, 350, 480, y 580 barriles por día (29,81  $\text{m}^3$ , 41,73  $\text{m}^3$ , 57,24  $\text{m}^3$  y 69,16  $\text{m}^3$  por día). De manera típica, las menores tasas de flujo de

35

manera típica resultaron con una distribución más amplia con un tamaño de gota pico más grande que las tasas de flujo mayores. Las tasas de flujo mayores tuvieron de manera típica una distribución más estrecha

5 Haciendo referencia a la FIG. 6, se graficó el efecto de la concentración de tensoactivo sobre el tamaño promedio de gota de una emulsión unimodal. El tamaño promedio de gota de una emulsión unimodal que contenía 80% de petróleo crudo pesado con diferentes niveles de tensoactivo mezclado en un mezclador estático de 1" (2,54 cm) se midió a una tasa de flujo de 424 barriles por día (50,56 m<sup>3</sup> por día). El  
10 tamaño promedio de las gotas disminuyó a medida que las concentraciones de tensoactivo aumentaron de 500 a 3500 ppm.

Haciendo referencia a la FIG. 7, se graficó el tamaño promedio de gota de diversas emulsiones como función del poder de mezcla expresado como caída en la  
15 presión a través del mezclador estático multiplicado por la tasa de flujo. Se midieron las emulsiones que contenían 80% de HCO con 1000 y 3000 ppm de tensoactivo, al igual que una emulsión que contenía 85% de HCO con 3000 ppm de tensoactivo, y una emulsión que contenía 90% de HCO con 10.000 ppm de tensoactivo. Para todas las emulsiones, el tamaño promedio de gota disminuyó a medida que el poder  
20 aumentaba. Esta gráfica permite determinar las condiciones de proceso para emulsiones de modo grande y pequeño.

La FIG. 8 es una gráfica de la curva de viscosidad para una emulsión unimodal comparando la viscosidad aparente como una función de la velocidad de  
25 corte medida a entre 23 y 25 grados Celsius en un bucle experimental de una pulgada (2,54 cm). La emulsión unimodal contiene 70% de HCO. La viscosidad disminuye a medida que la velocidad de corte aumenta.

La FIG. 9 ilustra la estabilidad estática de las emulsiones en el tiempo como  
30 una función de la concentración de tensoactivo. En particular, se midió el tamaño promedio de gota de una emulsión que contenía 70% de HCO con diversos niveles de tensoactivo (1300, 1500, y 3000 ppm) en el transcurso de 20 días. A medida que la concentración de tensoactivo aumentaba, la estabilidad del tamaño promedio de gota aumentaba, i.e. el tamaño promedio de gota permanecía inalterado después de  
35 20 días.

Las FIGS. 10 y 11 ilustran la estabilidad dinámica de las emulsiones bombeadas con bombas centrífugas de una y seis etapas. La FIG. 10 es una gráfica de la evolución del tamaño promedio de gota como una función de la tasa de flujo en una bomba centrífuga de una etapa. A medida que la tasa de flujo aumenta, la curva de distribución de tamaño se angosta, y el tamaño pico de gota disminuye. La FIG. 11 es una gráfica de la evolución del tamaño promedio de gota en una bomba centrífuga de seis etapas. La curva de distribución de tamaño se angosta y el tamaño pico de gota disminuye tras la circulación desde la distribución inicial.

10

La FIG. 12 ilustra las curvas de distribución del tamaño de mezclar dos emulsiones sustancialmente unimodales que tienen picos a 3 y 40 micrómetros respectivamente para producir una emulsión bimodal que tiene una proporción volumétrica de la emulsión de modo pequeño de aproximadamente 20%. La FIG. 13 ilustra que una menor viscosidad de una emulsión bimodal que contiene 76% de HCO se obtiene cuando la proporción volumétrica de la emulsión de modo pequeño es aproximadamente 20%.

15

La FIG. 14 ilustra el efecto de la adición de uno o más agentes de ruptura de emulsión en la separación de agua empleando Nafta como el diluyente. En particular, se midió el porcentaje de agua separada con base en el agua total en el petróleo para emulsiones de 65% de HCO que contenían 800 y 1200 ppm de tensoactivo. El porcentaje de agua separada es la proporción de toda el agua presente en la emulsión que se ha separado del HCO diluido. Las emulsiones que se rompieron mediante la adición de un agente de ruptura de emulsión comercialmente disponible (representado como W/B) se compararon con aquellas en las que no se había adicionado agente de ruptura de emulsión (representadas como N/B). El efecto se midió una y 24 horas después de la dilución.

20

25

La FIG. 15 ilustra el efecto del tipo de diluyente con y sin la adición del agente de ruptura de emulsión. Se graficó el efecto usando el porcentaje de agua separada del petróleo para emulsiones de 65% de HCO preparadas con 800 y 1200 ppm de tensoactivo. Los tipos de diluyentes incluían nafta (NAP) que tenía un API de aproximadamente 60 (aproximadamente 0,737 kg/L), y petróleo crudo ligero (LCO) que tenía un API de aproximadamente 33 (aproximadamente 0,859 kg/L). Los

30

35

diluyentes se adicionaron en una cantidad para obtener un petróleo crudo diluido que tenía un API de aproximadamente 18 (aproximadamente 0,945 kg/L). El efecto se midió a las 24 horas de la dilución, puesto que el LCO no produjo ninguna separación de agua 1 hora después de la dilución.

- 5 Por lo tanto, la invención señala y resuelve muchas de las deficiencias e inconvenientes identificados previamente. La invención puede expresarse en otras formas específicas sin apartarse de los atributos esenciales de la misma; por lo tanto, las realizaciones ilustradas deben ser consideradas en todos los aspectos como ilustrativas y no restrictivas.

## REIVINDICACIONES

Lo que se reivindica es:

1. Una emulsión de agua y petróleo que puede ser bombeada, que comprende:

una fase de agua;

- 5 una fase de petróleo que comprende petróleo crudo presente en una cantidad de 45 a 80 por ciento en peso; y

un tensoactivo presente en una cantidad de 500 a 3000 partes por millón;

- 10 en donde el petróleo crudo está dispersado dentro de la fase de agua como gotas que tienen una distribución de tamaño de gota entre 0,5 y 500  $\mu\text{m}$ ;

- 15 y donde la emulsión puede separarse mediante la adición de un diluyente que tiene una densidad entre 25 y 62 grados API (0,902 y 0,730 kg/L), y una solución básica a una concentración entre 0,1 y 0,3 % en peso de la emulsión, de manera que la fase de petróleo es diluída hasta un contenido de agua entre 0 y 25 % en peso, y una densidad resultante entre 15 grados API y 20 grados API (entre 0,964 y 0,932 kg/L).

- 20 2. La emulsión de la reivindicación 1, en donde una viscosidad de la emulsión es de 0 a 500 cP (0,5 Pa·s) antes de la separación.

3. La emulsión de la reivindicación 1, en donde la emulsión comprende una emulsión unimodal.

- 25 4. La emulsión de la reivindicación 1, en donde la emulsión comprende una emulsión bimodal o polimodal.

5. La emulsión de la reivindicación 4, en donde la emulsión comprende una emulsión bimodal que tiene una relación de tamaño de gota grande a tamaño de gota pequeño en un rango de diez a quince.

- 30 6. La emulsión de la reivindicación 1, en donde el tensoactivo comprende uno o más tensoactivos aniónicos, uno o más tensoactivos no iónicos, o ambos.

7. La emulsión de la reivindicación 6, en donde el tensoactivo comprende uno o más tensoactivos aniónicos seleccionados del grupo que consiste de sales de amonio cuaternario.

5

8. La emulsión de la reivindicación 7, en donde el grupo que consiste de sales de amonio cuaternario comprende alquilaminas de sodio, alquilamidas bromuro, o ambos.

10

9. La emulsión de la reivindicación 6, en donde el tensoactivo comprende uno o más tensoactivos no iónicos seleccionados del grupo que consisten de alcoholes primarios etoxilados, alcoholes secundarios etoxilados, alquifenoles etoxilados, y combinaciones de los mismos.

15

10. La emulsión de la reivindicación 1, en donde la solución básica comprende una solución de hidróxido de sodio, monoetanolamina, o trietanolamina.

11. Un método para el transporte de petróleo crudo pesado en forma de emulsión, que comprende:

20

proveer una fase de petróleo crudo;

proveer una fase de agua; y

combinar la fase de petróleo crudo y la fase de agua en una primera ubicación de extracción para formar una emulsión que tiene un contenido de petróleo crudo de 45 a 80 por ciento en peso,

25

en donde el petróleo crudo es dispersado en la fase de agua como gotas que tienen una distribución de tamaño de gota entre 0,5 y 500  $\mu\text{m}$ ,

transportar la emulsión de una primera ubicación a una segunda ubicación mediante una tubería, y

30

romper la emulsión en la segunda ubicación de tal manera que la fase de petróleo resultante se diluya hasta un contenido de agua de 0 a 25 por ciento en peso o menos, y una densidad resultante de 15 grados API a 20 grados API (0,964 a 0,932 kg/L),

y donde romper la emulsión implica adicionar un diluyente que tiene

una densidad entre 25 grados API y 62 grados API (0,902 y 0,730 kg/L) a la emulsión, y adicionar al menos un agente de ruptura de emulsión a la emulsión.

- 5      12. El método de la reivindicación 11, en donde el agente de ruptura de emulsión comprende una solución básica a una concentración de 0,1 a 0,3 por ciento en peso de la emulsión.
- 10      13. El método de la reivindicación 11, en donde la solución básica comprende una solución de hidróxido de sodio, monoetanolamina, o trietanolamina.
- 15      14. El método de la reivindicación 11, en donde el diluyente comprende nafta que tiene un API de 60 grados (0,737 kg/L), petróleo crudo liviano (LCO) que tiene un API de 33 grados (0,859 kg/L), o ambos.
- 15      15. El método de la reivindicación 11, en donde la emulsión comprende una emulsión bimodal o polimodal.
- 20      16. El método de la reivindicación 15, en donde la emulsión comprende una emulsión bimodal formada al:
- 25           formar una primera emulsión de modo pequeño, que tiene un tamaño de gota entre 0,5 y 10  $\mu\text{m}$ , combinando la fase de agua y una primera fase de petróleo crudo;
- 25           formar una segunda emulsión de modo grande, que tiene un tamaño de gota entre 20 y 80  $\mu\text{m}$ , combinando la fase de agua y una segunda fase de petróleo crudo;
- 30           combinar la emulsión de modo pequeño, la emulsión de modo grande y la fase de agua formando de este modo la emulsión bimodal.
- 30      17. El método de la reivindicación 16, en donde la emulsión bimodal tiene una relación de tamaño de gota grande a tamaño de gota pequeño en un rango de diez a quince.