

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 751 385**

51 Int. Cl.:

C10G 33/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **12.12.2013 PCT/US2013/074689**

87 Fecha y número de publicación internacional: **19.06.2014 WO14093633**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **12.12.2013 E 13861547 (1)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **14.08.2019 EP 2931844**

54 Título: **Métodos para la eliminación de sólidos de las corrientes de hidrocarburos**

30 Prioridad:

13.12.2012 US 201261736659 P
11.12.2013 US 201314102976

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
31.03.2020

73 Titular/es:

BAKER HUGHES, A GE COMPANY, LLC (100.0%)
17021 Aldine Westfield
Houston, TX 77073, US

72 Inventor/es:

KREMER, LAWRENCE, N.;
HOFFMAN, GERALD, O. y
WEERS, JERRY, J.

74 Agente/Representante:

DEL VALLE VALIENTE, Sonia

ES 2 751 385 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Métodos para la eliminación de sólidos de las corrientes de hidrocarburos

5 Campo técnico

La presente invención se refiere a métodos para la separación de sólidos en una corriente de hidrocarburo, y más particularmente se refiere, en una realización no limitativa, a un agente demulsificante añadido a una corriente de hidrocarburo con fines de separación de al menos una parte de los sólidos procedentes de la corriente de hidrocarburo, donde el agente demulsificante podría incluir o tener como mínimo la calidad de agente demulsificante, tal y como se define en la reivindicación 1.

Antecedentes

15 Las corrientes de hidrocarburos, tales como el petróleo bruto, el asfalto, el betún, etc., normalmente transportan cantidades variables de sólidos dentro de la corriente de hidrocarburo. Los sólidos adicionales del barro de un tanque de almacenamiento de crudo también se pueden incorporar en el sistema de hidrocarburo una vez que el sistema de hidrocarburo bruto entre en el tanque de almacenamiento. Los sólidos y/o el barro incluyen los sólidos inorgánicos, la cera de parafina, y similares. Dependiendo de la calidad del petróleo bruto y de la duración del tiempo y/o de si el tanque de almacenamiento de crudo se ha almacenado, la cantidad de sólidos puede variar de aproximadamente 20 libras por mil de barriles (ptb) a aproximadamente 2500 ptb (aprox. 1133 kg por mil de barriles), o en el caso del barro, la acumulación de barro puede variar de varios centímetros a más de un metro de profundidad. Con frecuencia, se forma una capa de barro en el fondo de un tanque de almacenamiento de crudo al verter petróleo crudo en el tanque de almacenamiento de crudo y más tarde se extrae del tanque de almacenamiento de crudo. Este barro parece ser una emulsión compleja estabilizada por sólidos orgánicos y/o inorgánicos dentro de la emulsión. El barro salado se extrae de la pila del fondo del tanque de almacenamiento de crudo a la velocidad del petróleo bruto. La gravedad específica del barro dentro del tanque de almacenamiento de crudo es más ligera que la del agua y se dispersa fácilmente por la corriente de hidrocarburo.

30 Como se observa, el barro es una emulsión compleja de hidrocarburo, salmuera y sólidos inorgánicos, y cera de parafina. Los sólidos inorgánicos pueden incluir óxidos de hierro, sulfuros, arena, sedimento, arcilla, y similares. Estos sólidos surgen de varias fuentes, tales como la contaminación de la salmuera como resultado de la misma asociada con el petróleo en la formación. La mayoría de minerales, arcilla, sedimento y arena proceden de la formación alrededor del pozo petrolero. Los óxidos de hierro y los sulfuros de hierro son el resultado de la corrosión durante la producción, el transporte y/o el almacenamiento del petróleo bruto. El barro plantea diversos problemas, como la reducción del volumen del tanque de almacenamiento de crudo y sus unidades volcadas. Cuando se retira el tanque de almacenamiento de crudo para su inspección y/o cuando debe repararse, el barro plantea problemas adicionales relacionados con la seguridad del trabajador, la liberación del barro en el medio ambiente, los costes de eliminación, los costes para retirar el barro, el tiempo de inactividad, etc.

40 Independientemente de la fuente de sólidos dentro de la corriente de hidrocarburo, se han realizado varios enfoques de tratamiento para reducir o eliminar la cantidad total de sólidos, pero estos se han centrado tradicionalmente en la eliminación de sólidos en la unidad de modificación. La desalación o eliminación de los sólidos, o al menos la reducción de su presencia, es necesaria antes del procesamiento adicional, ya que estos sólidos causarían la contaminación y formación de depósitos en el equipo intercambiador de calor corriente abajo y/o los sólidos serían perjudiciales para el equipo de procesamiento de petróleo bruto. La desalación eficaz de petróleo bruto puede ayudar a minimizar los efectos de estos contaminantes en la unidades de crudo y las operaciones corriente abajo. Sin embargo, algunos tipos de petróleo bruto tienen niveles más altos que estabilizan la emulsión, y plantean el problema de la eliminación de un alto nivel de sólidos por parte del desalinizador.

50 Sería recomendable que se elaboraran métodos que pudiesen eliminar al menos parcialmente los sólidos de la corriente de hidrocarburo antes de la inyección de la corriente de hidrocarburo en el desalinizador, lo que permitiría una mejor eficiencia y uso del desalinizador.

Resumen

55 Se proporciona, en una forma de realización, un método para separar al menos una parte de sólidos presentes en una corriente de hidrocarburo que tiene una pluralidad de sólidos en su interior, comprendiendo el método añadir un agente demulsificante al fluido de hidrocarburo en una cantidad eficaz para la posterior separación de al menos una parte de los sólidos procedentes del fluido de hidrocarburo; en donde una emulsión comprende una fase oleosa y una fase acuosa; y en donde la fase oleosa comprende el fluido de hidrocarburo; y en donde la adición del agente demulsificante se añade a una fase seleccionada del grupo que consiste en la fase oleosa, la fase acuosa, y combinaciones de las mismas; y en donde el agente demulsificante empapa de agua al menos una parte de los sólidos; y separa por lo menos una porción de los sólidos húmedos en agua del fluido de hidrocarburo; en donde el agente demulsificante se selecciona del grupo que consiste en succinato disódico, succinato de dioctilo, succinato de dihexilo, succinato de octilo, succinato de dodecilo, succinato de ditridecilo, lauril sulfoacetato de sodio, sales en base a estos compuestos, y combinaciones de los mismos;

en donde la cantidad eficaz del demulsificante oscila entre 0,1 ppm y 200 ppm en base al fluido de hidrocarburo; en donde el sistema de hidrocarburo es un petróleo bruto, y en donde la adición del agente demulsificante se produce corriente arriba desde un desalinizador, y el agente demulsificante permanece en el sistema de hidrocarburo durante un periodo de 30 minutos a 5 días antes de inyectarlo en el desalinizador.

El agente demulsificante aparece para empapar de agua los sólidos de manera que permita que los sólidos se separen de una corriente de hidrocarburo, y después los sólidos pueden ser eliminados o incorporarse en una fase acuosa.

Descripción detallada

Se ha descubierto que la inclusión de un demulsificante como tratamiento previo o acondicionamiento previo de una corriente de hidrocarburo permite un mejor mezclado del agente demulsificante con el sistema de hidrocarburo, y por consiguiente, una mayor separación de los sólidos en el momento en que el sistema de hidrocarburo alcanza el desalinizador. El agente demulsificante se añade a la corriente de hidrocarburo en una localización corriente arriba desde el desalinizador. El agente tiene más tiempo de contacto y por consiguiente, un mayor rendimiento cuando se añade como tratamiento previo a la corriente de hidrocarburos corriente arriba desde el desalinizador. Un tratamiento previo de este tipo permite al agente tener más tiempo de contacto con los sólidos y, de este modo, una mejor separación de los sólidos así como otras funciones, tales como, aunque no de forma limitativa a, las capacidades de humectación de los sólidos, una tensión superficial superior y una mejor separación del agua y el petróleo, etc. El término “corriente arriba desde el desalinizador” significa que el agente demulsificante puede añadirse a la corriente de hidrocarburo en cualquier momento antes de alimentar la corriente de hidrocarburo en el desalinizador.

La cantidad adicional del tiempo al usar el agente demulsificante como un tratamiento previo en lugar de añadir el agente directamente a un desalinizador permite una mejor resolución de las microemulsiones que pueden estar presentes en la corriente de hidrocarburo, así como proporcionar una separación de los sólidos cargados de barro que se encuentran cerca en la fuente de crudo normal. Otras de las muchas ventajas potenciales secundarias son: una menor alteración en la unidad de crudo, un funcionamiento superior del desalinizador, menos residuos en el sistema de precalentamiento de la unidad de crudo, un control superior de corrosión en la unidad de crudo, masas reducidas de agua, y combinaciones de las mismas. Este tipo de tratamiento previo permite reducir el tiempo de mantenimiento del tanque de almacenamiento de crudo, menores costes de eliminación de barros, y una mejor calidad del petróleo bruto crudo cargado en el tanque de almacenamiento.

El término “tratamiento previo” se define en la presente descripción con el objetivo de indicar que el agente demulsificante se añade a la corriente de hidrocarburo y el agente permanece en la corriente de hidrocarburo durante un período de tiempo especificado antes de la inyección de la corriente de hidrocarburo en el desalinizador. El agente de tratamiento previo permanece en la corriente de hidrocarburo durante un periodo de 30 minutos a 5 días antes de la inyección de la corriente de hidrocarburo pretratada en el desalinizador, u opcionalmente, de 30 minutos a 120 horas. De forma similar, una corriente de hidrocarburo “pretratada” se define en la presente descripción como una corriente de hidrocarburo con un agente que permanece en la corriente del hidrocarburo durante un periodo de tiempo comprendido dentro de al menos uno de los rangos especificados anteriormente. Como se usa en la presente descripción con respecto a un intervalo, el término “independientemente” indica que cualquier umbral inferior se puede utilizar junto con cualquier umbral superior para proporcionar un intervalo alternativo adecuado.

La corriente de hidrocarburo puede ser parte de una emulsión de aceite en agua o una emulsión de agua en aceite (de aquí en adelante denominada “emulsión”), y el agente demulsificante se puede agregar a la fase oleosa, la fase acuosa, o ambas de la emulsión. La cantidad de agua dentro de la emulsión puede ser mayor que 50 % en volumen, o puede variar de aproximadamente 2 % en volumen, independientemente, de aproximadamente 95 % en volumen, alternativamente, de aproximadamente 0,01 % en volumen a aproximadamente 20 % en volumen. La corriente de hidrocarburo es equivalente al petróleo bruto. Los tipos de petróleo bruto pueden constituir o incluir crudos canadienses pesados, betún, aceite de pizarra, crudos californianos pesados, crudos sudamericanos, crudos rusos, crudos intermedios del Oeste de Texas (WTI), y combinaciones de los mismos. Por ejemplo, los crudos específicos pueden incluir drenajes de gravedad producido por drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) o PFT, Dillbit (betún diluido, también denominado Synbit), además de crudos convencionales. “Pesado” tal como se utiliza en el contexto del crudo es un crudo con una gravedad API inferior a aproximadamente 30; la gravedad API es una medida que compara el peso del petróleo líquido con el del agua.

Los sólidos pueden ser o incluir sólidos inorgánicos, tales como, aunque no de forma limitativa, óxidos de metal, dióxidos de metal, sulfuros metálicos, sulfatos de metal, carbonatos metálicos, arena, sedimento, arcilla, cera de parafina, dolomita, finos de coque, compuestos de zinc y combinaciones de éstos. Algunos ejemplos no limitativos particulares de óxidos metálicos pueden ser o incluir óxidos de hierro (FeO, Fe₂O₃, Fe₃O₄, Fe₂O₃), óxidos de cobre (Cu₂ y/o CuO), óxidos de manganeso (MnO, Mn₃O₄, Mn₂O₃, MnO₂, y Mn₂O₇), óxidos de cinc, óxidos de níquel, y combinaciones de los mismos; un ejemplo no limitativo de dióxidos metálicos puede ser o incluir dióxido de titanio. Algunos ejemplos no limitativos de los sulfuros, sulfatos y carbonatos pueden ser o incluir sulfuros de hierro (por ejemplo, FeS, FeS₂, Fe₃S₄) y similares. El tamaño de los sólidos puede ser menor que aproximadamente 0,45 micras, alternativamente, de aproximadamente 0,1 micras independientemente a aproximadamente 5 micras.

El agente demulsificante puede inyectarse en la corriente de hidrocarburo al entrar en el tanque de almacenamiento de crudo, por ejemplo, una ubicación de inyección puede ser la succión de la bomba de transferencia de crudo o la bomba de inyección, o puede añadirse el agente demulsificante a la corriente de hidrocarburo una vez que el sistema de hidrocarburo ya está en el tanque de almacenamiento de crudo. El agente demulsificante tal como se define en la reivindicación 1, puede utilizarse junto con sulfonatos de naftaleno, disulfonatos de difenilo alquil y combinaciones de los mismos. Los sulfonatos de naftaleno pueden tener de 1 anillo aromático a 4 anillos aromáticos; alternativamente, el naftaleno sulfonato puede tener 2 anillos aromáticos. Algunos ejemplos no limitativos del sulfonatos de naftaleno incluyen sulfonatos de naftaleno sustituidos con alquilo, sulfonatos de naftaleno sustituidos con dialquilo (por ejemplo, sulfonatos de naftaleno diisopropil), metiletanolamina, sulfonatos de naftaleno de sodio, sulfonatos de naftaleno de sodio y similares. Un ejemplo no limitativo de los disulfonatos de difenilo alquil es el Dowfax 2A1TM, suministrado por Dow Chemical Company.

El agente demulsificante se selecciona del succinato disódico, succinato de dioctilo, succinato de dihexilo, succinato fenil de octilo, succinato de dodecilo, succinato de ditridecilo, lauril sulfoacetato de sodio, sales en base a estos compuestos, y combinaciones de los mismos. El agente demulsificante puede ser utilizado junto con una sal alcalina, tal como policarboxilato de sodio, en una realización no limitativa.

En una realización no limitativa, el agente demulsificante incluye al menos un agente como se define en la reivindicación 1, y al menos un sulfonato de naftaleno, incluso aunque el agente demulsificante es eficaz cuando se usan solos. Las relaciones particulares del agente demulsificante y el sulfonato de naftaleno beneficiosas van desde aproximadamente una relación 50/50 de agente demulsificante a sulfonato de naftaleno independiente a aproximadamente una relación 95/5 de demulsificante a sulfonato de naftaleno. Otras relaciones alternativas incluyen una relación de 80/20 de agente demulsificante a sulfonato de naftaleno, una relación de 90/10 de agente demulsificante a sulfonato de naftaleno, y similares.

También puede utilizarse un demulsificante primario con el demulsificante para estimular la actividad por parte del agente demulsificante. El demulsificante primario se puede mezclar con el agente demulsificante para la inyección de demulsificante primario al mismo tiempo que el agente demulsificante. De forma alternativa, el demulsificante primario puede inyectarse en una ubicación completamente diferente de la del agente demulsificante. Siempre que el demulsificante primario se utilice con el demulsificante, independientemente de si se inyecta al mismo tiempo o no que el agente demulsificante, el agente demulsificante podrá desempeñar sus funciones. Algunos ejemplos no limitativos de demulsificantes primarios pueden ser o incluir resinas de alcoxilado, dipropilenglicoles de alcoxilado, ésteres de maleico, resinas reticuladas de alcoxilado, glicoles de alcoxilado, glicerinas de alcoxilado y alcoxilados trisaminoetano y combinaciones de los mismos. Sin embargo, el demulsificante primario específico a utilizar dependerá de la composición y la cantidad de agente demulsificante utilizado.

Los sólidos pueden suspenderse en la corriente de hidrocarburo o en la fase oleosa de la emulsión. Añadir el agente demulsificante a la corriente de hidrocarburo o en la fase oleosa de la emulsión permite que el agente demulsificante permanezca en la corriente de hidrocarburo y separe los sólidos de la misma antes de la inyección de la corriente de hidrocarburo en un desalinizador, aunque no haya barro en el tanque de almacenamiento de crudo. El agente demulsificante desestabiliza los sólidos de la emulsión y afecta la coalescencia rápida del agua y, preferentemente, humedece los sólidos. Los sólidos humedecidos con agua se transportan en la fase acuosa de la emulsión, proporcionando de este modo una cantidad reducida de sólidos dentro de la corriente de hidrocarburo o fase oleosa de la emulsión. El agua y los sólidos humedecidos con agua pueden retirarse entonces para la recuperación adecuada de los componentes de hidrocarburos con menos sólidos. En general, la retirada de sólidos antes de la inyección de la corriente de hidrocarburo produce menos problemas en la refinería y en otros procesos corriente abajo.

Un ejemplo no limitativo de esto ocurre en el tanque de almacenamiento de crudo en el que la corriente de hidrocarburo o el petróleo bruto de la parte superior del tanque de almacenamiento de crudo es lo suficientemente bajo en sólidos, y el agua que contiene los sólidos empapados de agua puede drenarse del tanque de almacenamiento de crudo. Durante un período de semanas hasta meses, se pueden lograr reducciones significativas en el volumen de barro. La exposición del barro del fondo del tanque de almacenamiento de crudo a un petróleo bruto tratado con el agente demulsificante reduce lentamente el nivel de barro en el tanque de almacenamiento de crudo.

La introducción del agente demulsificante en la corriente de hidrocarburo por sí mismo puede ser un mezclado suficiente, o puede haber más de un proceso adicional para el mezclado intencionado, tal como un agitador de paletas o similar como un ejemplo no limitativo. Posteriormente, la corriente de hidrocarburo se mantiene inmóvil o inactiva en el tanque de almacenamiento de crudo durante el tiempo suficiente para permitir o dejar que el agente demulsificante humedezca con agua los sólidos. En el caso de retirar el barro, los sólidos humedecidos con agua pueden asentarse en el fondo del tanque de almacenamiento de crudo por influencia de la gravedad.

Un objetivo del método es reducir el contenido de sólidos en la corriente de hidrocarburos hasta un nivel aceptable para que la corriente de hidrocarburo sea procesada en una refinería. Dicho de otro modo, es deseable la separación completa de los sólidos de la corriente de hidrocarburo, pero debe apreciarse que la separación completa no es necesaria para que los métodos discutidos en la presente descripción sean considerados efectivos. Se consiguen mejores resultados si se separan más sólidos con el agente demulsificante que en ausencia de este.

En una realización no limitativa, los métodos descritos se consideran satisfactorios si se separa una mayoría de los sólidos, es decir, la separación de sólido es superior a 50 % en peso, alternativamente de aproximadamente 60 % en peso independientemente a aproximadamente 90 % en peso, o de aproximadamente 80 % en peso independientemente a aproximadamente 90 % en peso en otra realización no limitativa. “Separar” sólidos de la corriente de hidrocarburo se define en la presente descripción para referirse a cualquier partición, secuestro, eliminación, transferencia, eliminación, división, eliminación, goteo de los sólidos del hidrocarburo o petróleo bruto en cualquier medida.

En una realización no limitativa, la corriente de hidrocarburo se reglamentaría con el demulsificante hasta que se alcanzara el objetivo predeterminado. En otra versión no restrictiva, puede haber una cantidad fija de tiempo antes de que el sistema de hidrocarburo se procese en la refinería. Por lo tanto, la dosificación del agente demulsificante se ajustaría para conseguir producir una corriente de hidrocarburo con la cantidad necesaria de contenido en sólidos, tipos de sólidos, y/o tamaño de sólidos en el umbral de tiempo necesario. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que la dosificación exacta será muy dependiente de la corriente de hidrocarburo particular y de las necesidades de cada refinería. Las dosificaciones óptimas deberán desarrollarse con experiencia y son muy difíciles de predecir con anticipación.

La cantidad de agente demulsificante oscila de 0,1 ppm a 200 ppm independientemente, de forma alternativa de 2 ppm a 100 ppm independientemente, o de 3,5 ppm a 25 ppm independientemente en otra realización no limitativa. Sin embargo, es difícil determinar la cantidad exacta de agente demulsificante para una separación óptima de los sólidos procedentes de la corriente de hidrocarburo porque la cantidad depende de muchas variables, tales como, aunque no de forma limitativa, el tipo de resultados deseado, el tipo de corriente de hidrocarburo procesado, la cantidad de mezclado, la temperatura del tanque de almacenamiento de crudo, el tiempo de reposo, la geometría del tanque de almacenamiento de crudo, los puntos de inyección, y la constitución de la emulsión, etc. Por ejemplo, si la corriente de hidrocarburo tratada se va a almacenar en el tanque de almacenamiento de crudo durante varias horas, p. ej. 10 horas, la dosificación para el tratamiento del agente demulsificante puede ser mucho menor que la dosificación para el tratamiento de una corriente de hidrocarburo que se va a almacenar en un tanque de almacenamiento de crudo durante unas 3-5 horas. Una dosificación más alta puede proporcionar una mejor resolución de la emulsión en un período de tiempo reducido.

La cantidad de agente demulsificante también puede depender de la velocidad a la que se inyecte en la corriente de hidrocarburo y/o el tanque de almacenamiento de crudo. Esta cantidad puede ajustarse a medida que el caudal de crudo cambia para asegurar al refinador que toda la corriente de hidrocarburo recibe la cantidad correcta de agente demulsificante. Un método para hacer esto es utilizar una bomba de inyección química de velocidad variable inyección donde una señal de salida desde un sensor de flujo en línea ajusta automáticamente la velocidad de inyección química a medida que el caudal de corriente de hidrocarburo cambia.

Los agentes de precipitación también pueden ser útiles para facilitar el precipitado de diversos sólidos al fondo del tanque de almacenamiento de crudo. Los agentes de sedimentación adecuados incluyen, pero no se limitan necesariamente a, resinas fenólicas alcoxiladas; poliaminas de oxialquileno que incluyen, pero no necesariamente se limitan a, 1,2 - etanediamina, N1-(2-aminoetanol)-N2-[2-[(2-aminoetanol)amino]etanol]- y polímeros con 2-metiloxirano y oxirano; productos de condensación de reacción de Mannich de alquilfenoles y poliaminas y mezclas de los mismos. Las aminas adecuadas para elaborar estos agentes de precipitación pueden variar de etilendiamina a tetraetileno pentamina o mayor. Los alquilfenoles adecuados para usar en estos agentes de precipitación pueden ser aquellos que tienen uno o más sustituyentes del grupo R, donde R puede definirse desde los grupos alquilo C1 a C36 lineares, ramificados, cíclicos y combinaciones de los mismos. Las cantidades de dichos agentes de precipitación pueden variar de aproximadamente 5 ppm independientemente a aproximadamente 1000 ppm; de forma alternativa de aproximadamente 50 ppm independientemente a aproximadamente 250 ppm.

Se pueden añadir otros aditivos a la corriente de hidrocarburo que incluyen, aunque no necesariamente de forma limitativa, inhibidores de la corrosión, demulsificantes, reguladores de pH, quelantes de metales, inhibidores de incrustaciones, solventes de hidrocarburos, y mezclas de los mismos. Como se ha indicado, en una realización no limitativa, el método se practica antes de un proceso de desalación de refinería que implica lavar la emulsión de crudo con agua de lavado.

En la anterior memoria descriptiva, la invención se ha descrito haciendo referencia a realizaciones específicas de la misma, y se ha descrito como eficaz para proporcionar métodos para separar sólidos de una corriente de hidrocarburo que tiene sólidos en la misma. Sin embargo, será evidente que pueden realizarse varias modificaciones y cambios a la misma sin abandonar el ámbito amplio de la invención tal como se especifica en las reivindicaciones adjuntas. Por consiguiente, la especificación se considerará en un sentido ilustrativo y no limitante. Por ejemplo, se espera que se encuentren dentro del ámbito de esta invención las corrientes de hidrocarburos, petróleo crudo, agentes demulsificantes y sólidos comprendidos en los parámetros reivindicados, pero no identificados específicamente ni probados en un método particular.

La presente invención puede, de forma adecuada, comprender, consistir o consistir esencialmente en los elementos descritos y pueden practicarse en ausencia de un elemento que no se describe. Por ejemplo, el método puede consistir en o consistir esencialmente en separar al menos una parte de los sólidos presentes en una corriente de hidrocarburo que tengan sólido en la misma añadiendo un agente demulsificante a la corriente de hidrocarburo en una cantidad eficaz, donde el demulsificante se define en la reivindicación 1, y el agente demulsificante humedece con agua al menos una parte de los sólidos.

Las palabras “que comprende” y “comprende” tal como se emplean en las reivindicaciones, se deben interpretar como “que incluyen aunque no de forma limitativa” y “incluye aunque no de forma limitativa”, respectivamente.

REIVINDICACIONES

1. Un método para separar al menos una porción de sólidos de un fluido de hidrocarburo que tiene sólidos en el mismo que comprende:
- 5 añadir un agente demulsificante al fluido de hidrocarburo en una cantidad eficaz para la posterior separación de al menos una parte de los sólidos procedentes del fluido de hidrocarburo; en donde una emulsión comprende una fase oleosa y una fase acuosa; y en donde la fase oleosa comprende el fluido de hidrocarburo; y en donde la adición del agente demulsificante se añade a
- 10 una fase seleccionada del grupo que consiste de la fase oleosa, la fase acuosa, y combinaciones de los mismos; y en donde el demulsificante humedece con agua al menos una parte de los sólidos; y
- separa por lo menos una porción de los sólidos húmedos en agua del fluido de hidrocarburo;
- 15 en donde el agente demulsificante se selecciona del grupo que consiste en succinato disódico, succinato de dioctilo, succinato de dihexilo, succinato de octilo, succinato de dodecilo, succinato de ditridecilo, lauril sulfoacetato de sodio, sales en base a estos compuestos, y combinaciones de los mismos;
- en donde la cantidad eficaz del demulsificante oscila entre 0,1 ppm y 200 ppm en base al fluido de hidrocarburo;
- 20 en donde el sistema de hidrocarburo es un petróleo bruto, y en donde la adición del agente demulsificante se produce corriente arriba desde un desalinizador, y el agente demulsificante permanece en el sistema de hidrocarburo durante un periodo de 30 minutos a 5 días antes de inyectarlo en el desalinizador.
- 25 2. El método de la reivindicación 1, en donde el agente demulsificante comprende además un segundo componente seleccionado del grupo que consiste en sulfonato de naftaleno, disulfonato de alquil difenilóxido, y combinaciones de los mismos.
- 30 3. El método de la reivindicación 1, o 2, en donde la adición del agente demulsificante se añade al fluido de hidrocarburo en una ubicación seleccionada del grupo que consiste en un tanque de almacenamiento de crudo, la succión de bomba de transferencia para su posterior inyección en un tanque de almacenamiento de crudo, y combinaciones de los mismos.
- 35 4. El método de la reivindicación 1, o 2, en donde los sólidos son sólidos inorgánicos seleccionados del grupo que consiste en óxidos de metal, dióxidos de metal, sulfuros metálicos, sulfatos de metal, carbonatos metálicos, arena, sedimento, arcilla, cera de parafina, dolomita, finos de coque, compuestos de zinc y combinaciones de los mismos.