

MÉTODOS PARA INFLUIR EN LA SEPARACIÓN

REFERENCIA CRUZADA A SOLICITUDES RELACIONADAS

5 Esta descripción reclama el beneficio de la prioridad para la solicitud de EE. UU. No. 62 / 337,431, presentada el 17 de mayo de 2016, cuya descripción se incorpora a la presente en su totalidad.

10 CAMPO DE LA INVENCION

Esta descripción está dirigida a métodos que afectan las viscosidades del petróleo para la separación de este petróleo de las emulsiones.

15

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

Las operaciones geológicas subsuperficiales, como la extracción de minerales, la perforación de pozos petroleros, 20 la exploración de gas natural y la fracturación hidráulica inducida generan aguas residuales contaminadas con concentraciones significativas de impurezas. Estas impurezas varían ampliamente tanto en el tipo como en la cantidad, según el tipo de operación geológica, la naturaleza del ambiente del subsuelo y el tipo y la cantidad de minerales solubles 25 presentes en la fuente de agua nativa. El agua contaminada se descarga eventualmente en aguas superficiales o en acuíferos subterráneos. En algunos casos, las aguas residuales generadas por las operaciones de perforación y minería han resultado en 30 la inutilización de los suministros regionales de agua. La fracturación hidráulica inducida en particular es un proceso altamente intensivo en agua, que emplea agua bombeada a

presiones superiores a 3,000 psi y caudales que exceden los 85 galones por minuto para crear fracturas en las capas de roca subsuperficiales. Estas fracturas creadas se intersectan con las fracturas naturales, creando así una red de canales de flujo para un pozo. Estos canales de flujo permiten la liberación de productos de petróleo y gas natural para la extracción. Los canales de flujo también permiten que el agua inyectada más el agua nativa adicional fluya a la superficie junto con los productos de combustible una vez que se crean las fracturas.

El flujo de agua y el agua producida de las operaciones geológicas del subsuelo contienen una variedad de contaminantes. A menudo, el agua producida es "dura" o salobre e incluye además materiales orgánicos e inorgánicos disueltos o dispersos. El agua producida puede incluir productos químicos utilizados en la operación minera, como los hidrocarburos que se inyectan junto con el agua para facilitar la formación de fracturas en la hidrofractura. Un tipo común de contaminante presente en el agua producida por la hidrofractura es una mezcla de petróleo libre y emulsionado junto con acumulaciones de hidrocarburos tipo gel. En la mayoría de los casos, esta mezcla de petróleo contiene además partículas de limo, arena y/o arcilla reunidas por el agua producida cuando viaja a la superficie. Estas mezclas de petróleo son neutralmente flotantes, es decir, no se hunden ni flotan, o requieren tiempos prolongados para hundir o flotar el agua producida. Mientras que en algunos casos estas mezclas oleosas son visibles como residuos aglomerados, negros y de aspecto alquitranado, en otros casos las mezclas oleosas, o alguna porción de las mismas, son líquidos dispersos finamente

divididos o gotas o partículas líquidas / sólidas presentes en toda la fase acuosa.

Los procesos de separación de petróleo convencionales que
5 dependen de las diferencias de densidad son incapaces de separar efectivamente esta mezcla de petróleo del agua producida. Los métodos de filtrado convencionales emplean medios de filtro o pantalla que se obstruyen rápidamente con la mezcla de petróleo. La separación por gravedad no solo es
10 lenta sino que también requiere el uso de tanques grandes y bajos caudales para proporcionar los largos tiempos de residencia necesarios para lograr una separación efectiva. Incluso con tiempos de residencia muy largos, las gotas de mezcla fina y muy bien dispersas a veces son inseparables de
15 la fase acuosa. Los métodos tales como la evaporación del agua de la mezcla no solo requieren mucho tiempo, sino también mucha energía, y son poco prácticos para las operaciones mineras en las que se generan grandes volúmenes de agua producida en cortos períodos de tiempo. Por lo tanto, los procesos actuales
20 para eliminar dicho material tienen muchos inconvenientes.

La remediación adicional del agua producida solo es posible una vez que se retira esta mezcla de petróleo. Por lo tanto, existe la necesidad de un proceso para eliminar efectivamente
25 los materiales de flotación neutra del agua. Por ejemplo, en la industria minera, existe la necesidad de un proceso para eliminar efectivamente una mezcla de petróleo del agua producida de una manera eficiente para obtener agua producida que esté sustancialmente libre de petróleo emulsionado, arena,
30 limo, arcilla y gel. Como los hidrocarburos. Existe la necesidad de eliminar del agua los materiales de flotación neutra que no sean mezclas de petróleo. Existe la necesidad de

que estos procesos funcionen sin un gasto excesivo de energía. Existe la necesidad de que estos procesos funcionen a una velocidad que sea proporcional a las aplicaciones que consumen mucha agua, como la hidrofractura.

5

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA INVENCION

Una modalidad es un proceso que incluye mezclar una solución de nanogas y una emulsión de petróleo en agua; romper la
10 emulsión de petróleo en agua; y formar una fase de petróleo que flota en una fase acuosa; en donde la solución de nanogas es una mezcla homogénea de nanoburbujas y agua.

Otra modalidad es un proceso que incluye proporcionar un tanque
15 de flotación que tiene un extremo de entrada y un extremo de salida; el tanque de flotación incluye una entrada de emulsión de petróleo en agua y una primera entrada de nanogas cerca del extremo de entrada, y tiene un deflector de corriente de fondo cerca del extremo de salida; proporcionar una emulsión de
20 petróleo en agua al tanque de flotación a través de la entrada de la emulsión de petróleo en agua; proporcionar una solución de nanogas al tanque de flotación a través de la primera entrada de nanogas, mezclando así la solución de nanogas con la emulsión de petróleo en agua; romper la emulsión de petróleo
25 en agua y formar una fase de petróleo que flota en una fase acuosa; separar la fase acuosa de la fase de petróleo transportando la fase acuosa por debajo del deflector de corriente de fondo.

30 Otra modalidad más es un proceso que incluye mezclar una solución de nanogas y relaves de arena de petróleo; romper los

relaves de arenas petrolíferas en una fase de petróleo, una fase acuosa y una fase sólida; y separar las fases.

Otra modalidad más es un proceso que incluye cortar una primera
5 solución de nanogas en una microemulsión de aceite en agua; romper la microemulsión de aceite en agua y formar una macroemulsión de agua en aceite, una fase acuosa y una fase sólida, donde la macroemulsión de agua en aceite se transporta en la fase acuosa; y recoger aceite de la macroemulsión de agua
10 en aceite; en donde la solución de nanogas consiste esencialmente en una mezcla homogénea de nanoburbujas y agua. Aún otra modalidad es un proceso que incluye proporcionar un tanque de flotación que tiene un extremo de entrada y un extremo de salida; el tanque de flotación incluye una entrada de
15 emulsión de petróleo en agua y una primera entrada de nanogas, ambas, cerca del extremo de entrada, y que tienen un deflector de corriente de fondo cerca del extremo de salida; proporcionar una emulsión de petróleo en agua al tanque de flotación a través de la entrada de la emulsión de petróleo en agua;
20 proporcionar una solución de nanogas al tanque de flotación a través de la primera entrada de nanogas, mezclando así la solución de nanogas con la emulsión de petróleo en agua sin la formación de macroburbujas; romper la emulsión de petróleo en agua y formar una fase de petróleo que flota en una fase acuosa;
25 y separar la fase acuosa de la fase de petróleo transportando la fase acuosa por debajo del deflector de corriente de fondo. Aún otra modalidad más es un método que incluye mezclar una solución de nanogas con relaves de arenas petrolíferas; y separar materiales que incluyen sedimentos, betún residual y
30 compuestos orgánicos del agua en los relaves de arenas petrolíferas; en donde la solución de nanogas es una solución de nitrógeno-nanogas o una solución de ON-nanogas.

Otra modalidad es un método que incluye mezclar una solución de oxígeno-nanogas o una solución de ON-nanogas con una solución acuosa que incluye sulfuro de hidrógeno; y oxidar el sulfuro de hidrógeno.

5

Otra modalidad más es un método que incluye mezclar una solución de oxígeno-nanogas o una solución de ON-nanogas con una suspensión de sulfuro de hierro y agua; y oxidar el sulfuro de hierro hasta óxido de hierro.

10

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

Para una comprensión más completa de la descripción, se debe hacer referencia a la siguiente descripción detallada y las

15 figuras de los dibujos adjuntos son:

La Figura 1 es un diagrama de proceso de un proceso descrito en este documento; y

20 La Figura 2 es una sección transversal de un tanque de separación que muestra la entrada y salida de agentes.

Si bien las modalidades específicas se ilustran en las figuras, con el entendimiento de que la descripción pretende ser
25 ilustrativa, estas modalidades no pretenden limitar la invención descrita e ilustrada en este documento.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

30 Una primera modalidad es un proceso de romper una emulsión de petróleo en agua. Como se usa en todo, las emulsiones son emulsiones de petróleo en agua. El proceso puede incluir

mezclar una solución de nanogas y una emulsión; romper la emulsión; y formar una fase de petróleo que flota en una fase acuosa. Preferiblemente, la emulsión puede ser agua de retorno, agua producida o agua de colas de arenas bituminosas. En otros
5 ejemplos, la emulsión puede ser mayonesa, mantequilla o una emulsión de petróleo de palma en agua.

En particular, la solución de nanogas es una mezcla homogénea de nanoburbujas y agua. Como se usa en el presente documento,
10 el término "nanoburbujas" significa burbujas de un gas dentro de un líquido, en donde las burbujas tienen un diámetro promedio de aproximadamente 10 nm a 100 nm; preferiblemente, en donde no hay burbujas que tengan un diámetro mayor que aproximadamente 500 nm, aproximadamente 400 nm,
15 aproximadamente 300 nm, aproximadamente 250 nm, o aproximadamente 200 nm, más preferiblemente, no hay microburbujas. Los nanoburbujas utilizados aquí se pueden formar en o mediante un generador de solución de nanogas, uno de los cuales se proporciona en el documento US 9.586, 176 que
20 se incorpora aquí en su totalidad. Los medios adicionales para formar las nanoburbujas utilizadas aquí incluyen las máquinas y métodos descritos en 8,500,104.

La solución de nanogas es preferiblemente homogénea, es decir,
25 las nanoburbujas están distribuidas uniformemente por toda la solución y aparecen como "partículas" suspendidas en el líquido. Notablemente, el líquido puede estar más saturado con o cerca de la saturación con el gas que comprende las nanoburbujas. Una mezcla de burbujas y líquido en donde las
30 burbujas se unen y/o se elevan a la superficie y se rompen no es una mezcla homogénea de nanoburbujas y el líquido.

La mezcla homogénea puede incluir nanoburbujas que incluyen, consisten esencialmente en o consisten en oxígeno (O_2), nitrógeno (N_2), dióxido de carbono (CO_2) o una mezcla de los mismos; y puede incluir un líquido que es agua, por ejemplo, agua destilada, agua residual, agua subterránea, agua municipal, agua recolectada o agua reciclada. Tal como se usa en el presente documento, los términos oxígeno y nitrógeno se refieren a los gases O_2 y N_2 , independientemente de si se usa o no el término oxígeno gas o nitrógeno gas.

10

En un caso, la mezcla homogénea incluye agua recogida; como se usa en este documento agua significa el agua que se ha utilizado en la industria petrolera para la fracturación hidráulica de formaciones subterráneas, la estimulación o el tratamiento de pozos, específicamente el agua que se ha recolectado de un uso subterráneo. En otro caso, la mezcla homogénea incluye agua reciclada, como se usa aquí agua reciclada significa que el agua ha pasado a través del proceso descrito aquí para romper una emulsión. La Fig. 1 muestra un esquema de un proceso general para romper la emulsión. En particular, las líneas discontinuas denotan el uso opcional del agua separada de la emulsión como el agua de alimentación o el agua del generador para la solución de nanogas (que alimenta a un generador de solución de nanogas).

25

En otro caso más, la mezcla homogénea (es decir, la solución de nanogas) incluye oxígeno, nitrógeno, dióxido de carbono o una mezcla de los mismos. En un ejemplo, la solución de nanogas es una solución de nitrógeno-nanogas en la que la solución incluye, consiste esencialmente en, o consiste en nitrógeno (N_2) y el agua. Aquí, el término consiste esencialmente en se refiere a la inclusión de sales, gases o solutos que pueden

30

ocurrir en el agua (líquido) pero no tienen efecto en el rendimiento de la solución de nanogas en los procesos descritos aquí. En particular, a menos que se limpie y desgasifique rigurosamente, el agua siempre incluirá cierta concentración de contaminantes (solutos y gases). Además, el término que consiste esencialmente en incluye el uso de agua reciclada para la formación de la solución de nanogas; en este caso, la solución consistirá en el gas, el agua (H₂O) y las concentraciones menores de los compuestos encontrados en la emulsión a partir de la cual se obtuvo el agua reciclada. A continuación, la solución de nanogas consiste esencialmente en el gas y el agua, en donde los contaminantes en el agua no afectan el rendimiento de la solución. En otro ejemplo, la solución de nanogas es una solución de oxígeno-nanogas en la que la solución incluye, consiste esencialmente en, o consiste en oxígeno y agua. En otro ejemplo más, la solución de nanogas es una solución de ON-nanogas en donde la solución incluye, consiste esencialmente en, o consiste en oxígeno, nitrógeno y agua. Aquí, un ON-nanogas incluye relaciones molares de oxígeno a nitrógeno de 99: 1 to 1 :99, por ejemplo 99:1 , 90:1 , 80:1 , 70:1 , 60:1 , 50:1, 40:1, 30:1, 20:1, 10:1, 1:1, 1:10, 1:20, 1:30, 1:40, 1:50, 1:60, 1:70, 1:80, 1:90, y 1:99.

Las relaciones molares preferidas incluyen aproximadamente 18:82, 21:79, 28:72, 30:70, 32:68, 35:65, 40:60, 42:58 y 50:50. Otras relaciones molares particularmente relevantes pueden seleccionarse de 50:50; 60:40; 70:30; y 80:20. En otro ejemplo más, la solución de nanogas incluye dióxido de carbono, en donde la solución incluye, consiste esencialmente en, o consiste en dióxido de carbono y agua, más preferiblemente una mezcla de dióxido de carbono, nitrógeno y agua.

En un ejemplo, el proceso incluye mezclar una solución de nitrógeno-nanogas con la emulsión. Preferiblemente, el proceso incluye romper la emulsión y formar (y separar) una fase acuosa y una fase de nitrógeno-petróleo. Aquí, el término fase nitrógeno-petróleo es una designación de fuente para el material que proviene del tratamiento de la emulsión con la solución de nanogas. En algunos ejemplos, la fase de nitrógeno-petróleo incluye gas nitrógeno. En un ejemplo, la emulsión es una emulsión de un petróleo crudo y agua (por ejemplo, un agua producida, agua de retorno o agua de colas de arenas petrolíferas) y, de la mezcla de esta emulsión con la solución de nanogas de nitrógeno, se separa, preferiblemente un crudo ligero (un crudo que tiene una gravedad API superior a 31.1 °). Más preferiblemente, la emulsión es una emulsión de crudo pesado en agua (gravedad API inferior a 22.3 °) y/o medio (22.3 ° a 31.1 °) en agua y el proceso proporciona una fase acuosa y una fase de nitrógeno-petróleo. La fase de petróleo de nitrógeno puede ser una fase de petróleo ligero, una fase de petróleo medio o una fase de petróleo pesado; notablemente, la fase de nitrógeno-petróleo es preferiblemente una mezcla de agua, petróleo y gas que flota en la fase acuosa. En ejemplos específicos, el nitrógeno-petróleo se puede separar de la fase acuosa (por ejemplo, por desbordamiento de un vertedero de separación). El agua retenida en la fase de petróleo de nitrógeno se puede eliminar (por ejemplo, mediante separación de ciclones, ruptura de la emulsión o absorción) dejando la fase de petróleo. La fase de petróleo aislada puede ser un petróleo pesado o medio. Es decir, la mezcla de la solución de nitrógeno-nanogas con la emulsión, rompe la emulsión y lleva una fase de nanogas-petróleo en una fase acuosa, la fase de nanogas-petróleo se puede separar y secar para dejar un petróleo pesado. Inesperadamente, la fase de nitrógeno-

petróleo se ha separado y secado de agua residual, dejando un petróleo con una gravedad API de aproximadamente 8-10. Es decir, el proceso puede separar acarrear y separar el petróleo muy pesado del agua producida o los relaves de arenas petrolíferas.

En un ejemplo, la solución de nitrógeno-nanogas puede incluir, consistir esencialmente en, consistir en nanoburbujas que incluyen al menos 80%, 90% o 95% de nitrógeno y agua.

Preferiblemente, la solución de nitrógeno-nanogas consiste en nanoburbujas de nitrógeno y agua, en donde las nanoburbujas de nitrógeno incluyen al menos un 90%, o al menos un 95% de gas nitrógeno. El proceso, preferiblemente, incluye además la separación de una fase acuosa subyacente y la fase de nitrógeno-petróleo (que flota en la fase acuosa). La fase acuosa subyacente se puede reciclar para la preparación de una solución de nanogas; la fase de nitrógeno-petróleo se recupera, preferiblemente, y puede procesarse (por ejemplo, bombearse a instalaciones de almacenamiento).

El proceso puede incluir además separar un precipitado o un sólido de la fase acuosa. En un ejemplo, la adición de la solución de nitrógeno-nanogas a la emulsión proporciona una mezcla trifásica o de tres componentes de una fase de nitrógeno-petróleo, una fase acuosa y un precipitado. Por ejemplo, la emulsión puede incluir betún, sulfuro de hierro, lutita, arena y / u otro componente subterráneo (en este documento, los componentes subterráneos significan materiales distintos del agua y el petróleo que se llevan a la superficie durante la extracción de hidrocarburos). En este ejemplo, el componente subterráneo (que incluye betún, sulfuro de hierro, pizarra, arena y otros materiales) es el precipitado. Es decir,

el proceso puede romper tanto la emulsión (separando el petróleo y el agua), pero al mismo tiempo puede separar los componentes subterráneos sólidos de la gota de petróleo.

- 5 En otro ejemplo, el proceso incluye mezclar una solución de oxígeno-nanogas con la emulsión que proporciona una fase de oxígeno-petróleo. Preferiblemente, la solución de oxígeno-nanogas incluye nanoburbujas de oxígeno compuestas de al menos 80%, 90% o 95% de oxígeno. Preferiblemente, la solución de
- 10 nanogas consiste esencialmente en, más preferiblemente consiste en nanoburbujas de oxígeno y agua, en donde las nanoburbujas de oxígeno incluyen al menos el 90%, o al menos el 95% de oxígeno.
- 15 Preferiblemente, el proceso incluye romper la emulsión y formar (y separar) una fase acuosa y una fase de oxígeno-petróleo. En este documento, el término fase oxígeno-petróleo es una designación de la fuente del material proveniente del tratamiento de la emulsión con la solución de nanogas, en
- 20 algunos ejemplos la fase oxígeno-petróleo incluye gas oxígeno (O₂). En un ejemplo, la emulsión es una emulsión de un petróleo crudo y agua (por ejemplo, un agua producida, agua de retorno o agua de colas de arenas petrolíferas) y, a partir de la mezcla de esta emulsión con la solución de nanogas de oxígeno,
- 25 se separa, preferiblemente Un petróleo crudo. A diferencia de la adición de la solución de nitrógeno-nanogas como se describe anteriormente, la adición de la solución de oxígeno-nanogas a la emulsión proporciona la separación de un petróleo crudo mediano o pesado. Incluso más típicamente, la adición de la
- 30 solución de oxígeno-nanogas proporciona la separación de una mezcla de petróleo aglomerado (que puede incluir agua) que no fluye libremente pero puede flotar en el agua.

En un ejemplo, la solución de oxígeno-nanogas puede incluir, consistir esencialmente en, consistir en nanoburbujas que incluyen al menos 80%, 90% o 95% de oxígeno y agua. Preferiblemente, la solución de oxígeno-nanogas consiste en nanoburbujas de oxígeno y agua, en donde las nanoburbujas de oxígeno incluyen al menos un 90%, o al menos un 95% de gas oxígeno. El proceso, preferiblemente, incluye además la separación de una fase acuosa subyacente y la fase de oxígeno-petróleo (que flota en la fase acuosa). La fase acuosa subyacente se puede reciclar para la preparación de una solución de nanogas; la fase de oxígeno-petróleo se recupera, preferiblemente, y puede procesarse (por ejemplo, bombearse a instalaciones de almacenamiento).

En otro ejemplo preferible, el proceso incluye reducir una concentración de sulfuro de hidrógeno en la emulsión o en una fase acuosa separada. Preferiblemente, en donde la concentración de sulfuro de hidrógeno se reduce a un nivel por debajo de aproximadamente 10 ppm, 5 ppm o 1 ppm. La reducción de la concentración de sulfuro de hidrógeno puede incluir la formación de especies de sulfito y sulfato en el agua. En un ejemplo, la adición de la solución de nanogas de oxígeno a la emulsión o el agua separada proporciona una concentración suficiente de oxígeno para oxidar el sulfuro de hidrógeno. En otro ejemplo, la adición de la solución de nanogas de oxígeno a una mezcla de sulfuro de hidrógeno y agua oxida el sulfuro a un sulfito y/o sulfato. Preferiblemente, el sulfuro (S_2) se oxida a sulfito (S_3) y/o sulfato (S_4) en agua (por ejemplo, el H_2S o $X(SH)$ se oxida a hidrógeno sulfito, hidrógeno sulfato, o sus sales). En ciertos ejemplos, la emulsión (o la solución acuosa) incluye iones o agentes que reaccionan y/o se

unen al sulfito o sulfato y precipitan esta especie de azufre de la solución.

En otro ejemplo preferible, el proceso puede incluir reducir una concentración de hierro en la emulsión; afectar la separación del hierro del agua; y/o el sulfuro de hierro oxidante (por ejemplo, FeS), por ejemplo, para reducir cualquier posibilidad de acciones pirofóricas en el momento de la eliminación. En particular, el agua de retorno, el agua producida o el agua de colas de arenas bituminosas puede incluir una concentración de sulfuro de hierro, típicamente FeS . En un ejemplo, la mayoría (preferiblemente todo) del sulfuro de hierro se puede separar de una emulsión mediante la adición de una solución de nanogas de nitrógeno; este proceso rompe la emulsión y precipita el sulfuro de hierro. En algunos casos, partes del sulfuro de hierro pueden permanecer suspendidas en la fase acuosa; en estos casos, la adición de una solución de nanogas de oxígeno proporciona un aditivo que se puede filtrar sin obstruir irreversiblemente las membranas o pantallas del filtro. En otro ejemplo, la concentración de sulfuro de hierro en la fase acuosa se reduce a un nivel por debajo de aproximadamente 10 ppm, 5 ppm o 1 ppm.

Preferiblemente, la adición de la solución de nanogas de oxígeno proporciona un aditivo que se puede filtrar y la pantalla del filtro se puede volver a lavar. En particular, el sulfuro de hierro suspendido en la solución sin la adición de la solución de nanogas de oxígeno es un aditivo capaz de filtrar, pero obstruye las pantallas y no se puede lavar a contracorriente. En un ejemplo, la adición de una solución de nanogas de oxígeno o una solución de ON-nanogas a una mezcla de sulfuro de hierro y agua (obtenida de una emulsión) oxida

parcialmente la superficie del sulfuro de hierro, disminuye la adhesión del petróleo a la superficie de Este material oxidado, y permite la filtración más fácil. En otro ejemplo, el sulfuro de hierro se puede oxidar a óxido de hierro (Fe_2O_3 o FeO). En este documento, se puede agregar una solución de oxígeno-nanogas a una mezcla de agua y sulfuro de hierro; en un ejemplo, la mezcla de agua y sulfuro de hierro se selecciona de la emulsión (sin separar), una fase acuosa separada que incluye sulfuro de hierro, o una suspensión de sulfuro de hierro y agua (por ejemplo, una suspensión que se separó previamente de la emulsión mediante la adición de una solución de nitrógeno-nanogas, o una suspensión espesa que es la resuspensión de sulfuro de hierro separado, y opcionalmente otros materiales, en agua)). Preferiblemente, el sulfuro de hierro se convierte cuantitativamente en un óxido de hierro.

En otro caso más, el proceso puede incluir mezclar una solución ON-nanogas con la emulsión. En este caso, la adición puede permitir la reducción de la concentración de sulfuro en el agua separada, la reducción de la concentración de sulfuro de hierro en el agua separada, un aligeramiento de la fase de petróleo separada y una mezcla de los mismos. En un ejemplo, la solución de nanogas es una solución de ON-nanogas en donde la solución incluye, consiste esencialmente en, o consiste en oxígeno (O_2), nitrógeno (N_2) y agua. Aquí, un ON-nanogas incluye relaciones molares de oxígeno a nitrógeno en el rango de 99: 1 a 1:99; los ejemplos incluyen 99: 1, 90: 1, 80: 1, 70: 1, 60: 1, 50: 1, 40: 1, 30: 1, 20: 1, 10: 1, 1: 1, 1:10, 1:20, 1:30, 1:40, 1:50, 1:60, 1:70, 1:80, 1:90 y 1:99. Preferred molar ratios include about 18:82, 21:79, 28:72, 30:70, 32:68, 35:65, 40:60, 42:58, and 50:50. Una relación molar particularmente relevante es 21:79 (aire). Other particularly relevant molar ratios can

be selected from 50:50; 60:40; 70:30; and 80:20. En particular, la cantidad de oxígeno (en relación con la cantidad de nitrógeno) se puede variar para lograr diferentes resultados (oxidación frente a separación), y cuanto mayor sea la
5 concentración de la composición que se desea oxidar (por ejemplo, un sulfuro), mayor La concentración de oxígeno puede ser.

En otro caso más, el proceso puede incluir mezclar la emulsión
10 con una primera solución de nanogas. El proceso puede incluir (A) separar la mezcla en componentes (es decir, fase de petróleo, fase acuosa y posiblemente fase sólida) y luego mezclar la fase acuosa con una segunda solución de nanogas, o (B) antes de separar los componentes, añadir una segunda
15 solución de nanogas a la primera mezcla. Cuando la primera mezcla es una mezcla heterogénea (que tiene al menos una fase de petróleo y una fase acuosa), la segunda solución de nanogas se agrega preferiblemente a la fase acuosa. En un ejemplo, la primera solución de nanogas es una solución de nitrógeno-
20 nanogas y la segunda solución de nanogas es una solución de nanogas de oxígeno. En un segundo ejemplo, la primera solución de nanogas es una solución de nanogas de oxígeno o una solución de ON-nanogas y la segunda solución de nanogas es una solución de nanogas de nitrógeno. En un tercer ejemplo, la primera
25 solución de nanogas se selecciona del grupo que consiste de una solución de nitrógeno-, oxígeno- y una ON-nanogas; y el segundo nanogas tiene una composición que es diferente de la primera solución de nanogas y se selecciona del grupo que consiste en una solución de nitrógeno, oxígeno y ON-nanogas.
30 Preferiblemente, la adición del nitrógeno-nanogas a la fase acuosa forma una fase de nitrógeno-petróleo que tiene una viscosidad que es menor que una viscosidad de la fase de

oxígeno-petróleo. Es decir, la adición de la solución de nitrógeno-nanogas (por ejemplo, a la emulsión rota formada por la mezcla de la solución de oxígeno-nanogas y una emulsión) afecta un cambio en la fase de petróleo transportada en el agua, reduciendo así la viscosidad de La fase de petróleo y preferentemente favorecen una separación del petróleo y el agua. En un caso, esto puede entenderse como un aligeramiento adicional del petróleo. En otro caso, la adición de la solución de nitrógeno-nanogas afecta la separación del petróleo y cualquier componente subterráneo (p. Ej., Sólidos). En un caso inesperado, la adición de la solución de nanogas de oxígeno no afectó o afectó en menor medida la separación de los componentes subterráneos y la adición de la solución de nanogas de nitrógeno permitió la separación o la separación mejorada (más allá de lo que es posible con solo la solución de nanogas de oxígeno). Aún más, la fase de nitrógeno-petróleo está, preferiblemente, separada de la fase acuosa subyacente y el petróleo se recupera y puede procesarse.

Otro ejemplo del proceso descrito aquí incluye cortar una primera solución de nanogas en una microemulsión de petróleo en agua y romper la microemulsión de petróleo en agua y formar una macroemulsión de agua en petróleo, una fase acuosa y una Fase de sólidos, donde la macroemulsión de agua en petróleo se transporta en la fase acuosa. El proceso también puede incluir la recolección de petróleo de la macroemulsión de agua en petróleo. Aquí, la solución de nanogas consiste esencialmente en una mezcla homogénea de nanoburbujas y agua.

En un caso, los medios de cizallamiento se ponen en contacto con la solución de nanogas y la microemulsión de petróleo en agua de tal manera que las gotas de petróleo en la emulsión se

rompen, en un caso se hacen aún más pequeñas. En otro caso, cizallamiento significa inyectar la solución de nanogas entre un límite de doble capa de las gotas de petróleo en la microemulsión. El cizallamiento puede implicar proporcionar un

5 flujo de la microemulsión de petróleo en agua e inyectar una corriente de la primera solución de nanogas en el flujo de microemulsión en una dirección que está a 90° a 180° del flujo, preferiblemente de 115° a 180° , más preferiblemente de 135° a 180° . Preferiblemente, la solución de nanogas se inyecta como

10 una corriente con suficiente presión para proporcionar turbulencia y cizallamiento en el flujo de microemulsión. En un caso preferible, se inyecta una pluralidad de flujos de solución de nanogas en la trayectoria de flujo de microemulsión en ángulos que varían de 115° a 180° usando una boquilla o

15 tubo. Preferiblemente, la boquilla o el tubo no se contraen en su terminación ya que esta constricción puede interrumpir la solución de nanogas y promover la formación de macroburbujas. En otro ejemplo preferible, la pluralidad de flujos de solución de nanogas se intersecan en la trayectoria de flujo de

20 microemulsión. En otro caso, la solución de nanogas y la microemulsión se pueden mezclar en un volumen ("mezclador") que puede transportar ambos materiales. Los ejemplos de un mezclador pueden incluir un tubo que transporta la microemulsión o pueden incluir mezcladores de cizallamiento o

25 recipientes de mezcla (por ejemplo, mezcladores rotoestator). Este aditivo cortado se expulsa (transfiere) preferiblemente a un recipiente de separación (por ejemplo, un tanque de flotación, un tambor, un estanque).

30 El proceso también puede incluir la separación de la fase acuosa de la macroemulsión de agua en petróleo y los sólidos. Notablemente, la fase acuosa separada puede incluir

nanoburbujas; es decir, la concentración de nanoburbujas en la mezcla cizallada es lo suficientemente alta como para que las nanoburbujas no se consuman ni se absorban en la emulsión de agua en petróleo. Esta agua separada, si contiene una
5 concentración suficiente de nanoburbujas, puede usarse como una solución de nanogas (por ejemplo, cortada en una emulsión de petróleo en agua para proporcionar los beneficios descritos aquí). Preferiblemente, una parte del agua separada se recicla y se usa para proporcionar la primera solución de nanogas (por
10 ejemplo, mediante la adición a una máquina o proceso para la fabricación de una solución de nanogas).

En otro caso, la microemulsión de petróleo en agua puede incluir varios emulsionantes que promueven o estabilizan la
15 emulsión. En particular, cuando la emulsión es el resultado de, por ejemplo, la industria del petróleo, la microemulsión puede incluir emulsionantes seleccionados de sólidos, asfaltenos, parafinas, resinas y mezclas de los mismos. Típicamente, estos emulsionantes se distribuyen en la interfaz
20 entre las gotas de petróleo y el agua, estabilizando las gotas de petróleo, evitando que se aglomeren y, por lo tanto, estabilizando la emulsión. En particular, estos emulsionantes aumentan el potencial zeta de las gotas de petróleo para evitar la aglomeración y separación del petróleo. En un caso, donde
25 la primera solución de nanogas es una solución de oxígeno-nanogas; el proceso implica absorber nanoburbujas de oxígeno en los emulsionantes, reducir el potencial zeta de una gota de petróleo y formar una mezcla que incluye un coágulo. Aquí, el coágulo es una macroemulsión de petróleo en agua; es decir,
30 los nanoburbujas de oxígeno actúan como un coagulante químico sin la adición de coagulantes tradicionales. En este caso, la

macroemulsión puede flotar o separarse del agua, pero generalmente incluye una alta proporción de agua a petróleo.

Por consiguiente, el proceso también incluye preferiblemente mezclar una segunda solución de nanogas con la mezcla que

5 incluye el coágulo. Aquí, esta segunda solución de nanogas es una solución de nitrógeno-nanogas que disocia los emulsionantes de una superficie de las gotas de petróleo en la macroemulsión de petróleo en agua, rompe la emulsión de petróleo en agua y forma la macro de agua en petróleo emulsión.

10

En particular, se ha encontrado que la adición de una solución de nitrógeno-nanogas en el proceso actual apoya un proceso que incluye disociar los emulsionantes de una superficie de las gotas de petróleo en la macroemulsión de petróleo en agua;

15 romper la emulsión de petróleo en agua; y formar la macroemulsión de agua en petróleo. En un caso, las nanoburbujas de nitrógeno interrumpen los emulsionantes de las gotas de petróleo y permiten que el petróleo se desmulsifique (p. Ej., Se agrupe en gotas más grandes). En particular, la adición de
20 la solución de nitrógeno-nanogas en el proceso actual separa un gran porcentaje (por ejemplo, más del 50% en peso) de sólidos de las gotas de petróleo, lo que hace que estos sólidos precipiten o sedimenten de las soluciones.

25 En un caso preferible, la primera solución de nanogas puede incluir dióxido de carbono y nitrógeno; es decir, nanoburbujas de dióxido de carbono y nitrógeno (ya sea como aditivos o nanoburbujas separadas). Este caso puede incluir la absorción del dióxido de carbono (de los nanoburbujas) en gotas de
30 petróleo (por ejemplo, proporcionar una composición de dióxido de carbono-petróleo). Preferiblemente, la composición de petróleo-dióxido de carbono (gota de petróleo absorbida por

dióxido de carbono) tiene una densidad que es menor que la densidad de la gota de petróleo sin el dióxido de carbono. En este caso, la separación de los componentes de la emulsión puede proporcionar una macroemulsión de agua en petróleo que
5 incluye dióxido de carbono en el petróleo.

En otro caso, la microemulsión de petróleo en agua podría incluir una concentración de sulfuros superior a 50 ppm, los sulfuros seleccionados de sulfuro de hierro, sulfuro de
10 hidrógeno y una mezcla de los mismos. Este proceso puede incluir (a) la primera solución de nanogas incluye una cantidad suficiente de nanoburbujas de oxígeno para reaccionar completamente con la concentración de sulfuros en la emulsión de petróleo en agua, reduciendo así la concentración de sulfuro
15 a menos de 10 ppm, o (b) el proceso incluye además mezclar una segunda solución de nanogas con la fase acuosa, en donde los sulfuros de la microemulsión de petróleo en agua se llevan a la fase acuosa, y donde la segunda solución de nanogas incluye una cantidad suficiente de nanoburbujas de oxígeno para
20 reaccionar completamente con la concentración de sulfuros en la fase acuosa, reduciendo así la concentración de sulfuro a menos de 10 ppm.

Notablemente, las modalidades proporcionadas en este documento
25 proceden sin la formación de macroburbujas. En un caso, la primera solución de nanogas no forma macroburbujas. Preferiblemente, ninguna de las soluciones de nanogas utilizadas aquí forman o incluyen macroburbujas (es decir, cualquier burbuja más grande que una nanoburbuja).
30 Preferiblemente, la macroemulsión de agua en petróleo (separada de la microemulsión) además no incluye macroburbujas. En un caso, la macroemulsión de agua en petróleo incluye más de

aproximadamente 50% en peso de petróleo, menos de aproximadamente 50% en peso de agua, e incluye además nanoburbujas.

5 En otra modalidad, el proceso de romper la emulsión se puede utilizar para separar de forma continua o discontinua el petróleo del agua. Por ejemplo, el proceso se puede usar para separar el petróleo del agua en el agua producida en el campo petrolero, el agua recolectada o las cuencas de captación. Más
10 preferiblemente, el proceso puede usarse para reducir el contenido de hidrocarburos de un agua y facilitar la reutilización o eliminación. En un caso (por ejemplo, como se muestra en la Figura 2), el proceso puede utilizar un tanque de flotación 100 para la separación de petróleo y agua. El
15 tanque de flotación 100 puede tener un extremo de entrada 101 y un extremo de salida 102; una entrada de emulsión 103 y una primera entrada de nanogas 104 cerca del extremo de entrada 101 y un deflector de corriente de fondo cerca del extremo de salida 102. Ejemplos de tanques de flotación incluyen tanques
20 DAF y tanques API. Preferiblemente, el tanque de flotación es un tanque DAF circular o rectangular; más preferiblemente, el tanque de flotación es un tanque rectangular que proporciona al menos 5 minutos, 10 minutos, 15 minutos o 20 minutos de tiempo de residencia en el tanque.

25

El proceso puede incluir proporcionar una emulsión al tanque de flotación 100 a través de la entrada de emulsión 103. La emulsión puede ser un agua producida o agua recolectada de una operación de pozo. El proceso puede incluir adicionalmente
30 proporcionar una solución de nanogas al tanque de flotación a través de la primera entrada 104 de nanogas. El proceso incluye además mezclar la solución de nanogas con la emulsión. La

mezcla puede facilitarse mediante el flujo hidráulico dentro del tanque de flotación o puede facilitarse aún más mediante el funcionamiento de un mezclador (por ejemplo, una paleta o hélice) dentro del tanque de flotación.

5

El proceso incluye preferiblemente romper la emulsión y formar una fase de petróleo 106 que flota en una fase acuosa 107. En este documento, romper la emulsión incluye la coalescencia de las "gotas" de petróleo para formar una fase de petróleo (por ejemplo, una emulsión de agua en petróleo) transportada por la fase acuosa.

El proceso puede incluir la separación de la fase acuosa de la fase de petróleo. Preferiblemente, la fase acuosa se separa llevando la fase acuosa 107 por debajo el deflector de corriente de fondo 105. En este caso, la fase de petróleo se retiene en la superficie de la fase acuosa. La fase de petróleo puede eliminarse mediante un desbordamiento o un separador de petróleo que puede conducir la fase de petróleo a un aparato de recolección o almacenamiento.

En otro caso, el tanque flotante 100 puede incluir una segunda entrada de nanogas 108 hacia abajo de vapor desde la primera entrada de nanogas y corriente arriba desde el deflector de corriente de fondo. Aquí, corriente abajo significa una posición más cercana al extremo de salida que la primera entrada de nanogas. Preferiblemente, la segunda entrada de nanogas está corriente arriba de un punto medio entre el extremo de entrada y el extremo de salida. Aún más preferiblemente, la segunda entrada de nanogas está corriente arriba del primer punto del cuarto entre el extremo de entrada y el extremo de salida. En este caso, el proceso puede incluir

además proporcionar una segunda solución de nanogas al tanque de flotación a través de la segunda entrada de nanogas. De este modo, la segunda solución de nanogas se mezcla preferiblemente con la fase acuosa que transporta la fase de petróleo, es decir, la segunda solución de nanogas se agrega al tanque de flotación en una posición o tiempo después de que se rompe la emulsión. Preferiblemente, la segunda solución de nanogas es una mezcla homogénea de nanoburbujas de nitrógeno. Otra modalidad más es un método para tratar el agua de colas de los procesos de producción de arenas petrolíferas. El método puede incluir mezclar una solución de nanogas y relaves de arenas petrolíferas; y luego separar los materiales que incluyen sedimentos, betún residual y compuestos orgánicos del agua en los relaves de arenas petrolíferas. Como se describió anteriormente, la solución de nanogas es una mezcla homogénea de nanoburbujas y agua. En un caso, la solución de nanogas es una solución de nitrógeno-nanogas y, preferiblemente, la solución de nitrógeno-nanogas afecta la viscosidad de los materiales en los relaves de arenas petrolíferas. En otro caso, la solución de nanogas es una solución de oxígeno-nanogas y, preferiblemente, oxida los materiales volátiles en los relaves de arenas petrolíferas. En otro caso más, el método incluye mezclar una segunda solución de nanogas con la mezcla de la solución de nanogas y los relaves de arenas petrolíferas; en donde la solución de nanogas es una solución de nanogas de oxígeno y la segunda solución de nanogas es una solución de nanogas de nitrógeno.

En un ejemplo, una solución de nanogas se agrega directamente a los relaves, preferiblemente se agrega directamente a un estanque de relaves. Por ejemplo, la solución de nanogas se puede inyectar o agregar al relave mediante inyección

subsuperficial, es decir, la inyección de la solución de nanogas en los relaves debajo de la superficie del estanque de relaves. Al reconocer la enormidad de los estanques de relaves (por ejemplo, aquellos asociados con la recuperación de arenas de alquitrán), la solución de nanogas se puede verter, rociar o distribuir sobre el estanque. En otro ejemplo, la solución de nanogas se agrega a los relaves antes de la adición de los relaves a los estanques; Es decir, al final del proceso de recuperación de hidrocarburos. Preferiblemente, la solución de nanogas se mezcla con los relaves antes de la adición de los relaves al estanque de relaves. En otro ejemplo más, la solución de nanogas se puede mezclar con relaves bombeando relaves desde el estanque de relaves, mezclar con la solución de nanogas y luego devolver la mezcla al estanque de relaves.

En un ejemplo preferible, la adición de la solución de nanogas (por ejemplo, una solución de nitrógeno-nanogas) al estanque de relaves aumenta la velocidad de separación del petróleo, el agua y los sólidos contenidos en los relaves. En otro ejemplo preferible, la adición de una solución de nanogas que incluye oxígeno (por ejemplo, una solución de nanogas de oxígeno o una solución de ON-nanogas) y oxida sulfuro de hidrógeno y / u otros componentes oxidables de la solución de colas. En un ejemplo, la adición de un oxígeno que incluye una solución de nanogas adicionalmente hace que los materiales de hidrocarburos se aglomeren y aumenten la separación; en otro ejemplo, la adición de una solución de nanogas de nitrógeno separa y aclara el (los) petróleo (s) y permite una eliminación más fácil de los hidrocarburos de la superficie del estanque de relaves.

Preferiblemente, la adición de la solución de nanogas aumenta la tasa de sedimentación en un factor de 1.1, 1.2, 1.3, 1.4,

1.5, 1.6, 1.7, 1.8, 1.9 o 2.0. Más preferiblemente, la adición de la solución de nanogas aumenta la velocidad de sedimentación al menos 2 veces.

5 En un caso particular, el método puede incluir mezclar una solución de nanogas con relaves de arenas petrolíferas y luego separar materiales que incluyen sedimentos, betún residual y compuestos orgánicos del agua en los relaves de arenas petrolíferas. Nanoburbujas, nanoburbujas de dióxido de carbono
10 o una mezcla de ellas. En un caso, la solución de nanogas es una solución de nitrógeno-nanogas. En otro caso, la viscosidad del petróleo en los relaves se reduce como un efecto de la adición de la solución de nanogas. En otro caso más incluye la adición de una solución de nanogas de oxígeno con los relaves
15 de arenas petrolíferas; y oxidar un sulfuro. El proceso puede incluir mezclar la solución de nanogas con los relaves y luego agregar la mezcla a un estanque de relaves; puede incluir la inyección de subservicio y la mezcla de la solución de nanogas y los relaves, por ejemplo, la inyección subsuperficial de la
20 solución de nanogas en los relaves que se mantienen en un estanque de relaves.

Otra modalidad más es un método para oxidar sulfuros. En un caso, este método puede incluir mezclar una solución de
25 oxígeno-nanogas o una solución de ON-nanogas con una solución acuosa que incluya sulfuro de hidrógeno y oxidar el sulfuro de hidrógeno. En otro caso, este método puede incluir mezclar una solución de oxígeno-nanogas o una solución de ON-nanogas con una suspensión de sulfuro de hierro y agua y oxidar el sulfuro
30 de hierro hasta óxido de hierro.

REIVINDICACIONES:

1.Un proceso que comprende:

5 cizallar una primera solución de nanogas en una microemulsión de petróleo en agua;

 romper la microemulsión de petróleo en agua y formar una macroemulsión de agua en petróleo, una fase acuosa y una fase sólida, donde la macroemulsión de agua en petróleo se transporta en la fase acuosa; y

10 recoger el petróleo de la macroemulsión de agua en petróleo;

 en donde la solución de nanogas consiste esencialmente de una mezcla homogénea de nanoburbujas y agua.

15 2.El proceso de la reivindicación 1, que comprende además separar la fase acuosa de la macroemulsión de agua en petróleo y los sólidos; en donde la fase acuosa separada incluye nanoburbujas.

20 3.El proceso de la reivindicación 2, que comprende además reciclar una porción de la fase acuosa; y usar la porción reciclada de la fase acuosa para proporcionar la primera solución de nanogas.

25 4.El proceso de la reivindicación 1, en donde la microemulsión de petróleo en agua incluye emulsionantes seleccionados de sólidos, asfaltenos, parafinas, resinas y mezclas de los mismos.

30 5.El proceso de la reivindicación 4, en donde la primera solución de nanogas es una solución de oxígeno-nanogas; el proceso comprende además absorber nanoburbujas de oxígeno en

los emulsionantes, reducir el potencial zeta de una gota de petróleo y formar una mezcla que incluye un coágulo; en donde el coágulo comprende una macroemulsión de petróleo en agua.

5 6.El proceso de la reivindicación 5, que comprende además mezclar una segunda solución de nanogas con la mezcla que incluye el coágulo, donde la segunda solución de nanogas es una solución de nitrógeno-nanogas; disociar los emulsionantes de una superficie de las gotas de petróleo en la macroemulsión
10 de petróleo en agua; romper la emulsión de petróleo en agua; y formar la macroemulsión de agua en petróleo.

7.El proceso de la reivindicación 4, en donde la primera solución de nanogas es una solución de nitrógeno-nanogas; el
15 proceso comprende, además, disociar los emulsionantes de una superficie de las gotas de petróleo en la macroemulsión de petróleo en agua; romper la emulsión de petróleo en agua; y formar la macroemulsión de agua en petróleo.

20 8.El proceso de la reivindicación 1, en donde la primera solución de nanogas incluye dióxido de carbono y nitrógeno; el proceso comprende además absorber el dióxido de carbono en una gota de petróleo; y reducir la densidad de la gota de petróleo; en donde la macroemulsión de agua en petróleo incluye dióxido
25 de carbono en el petróleo.

9.El proceso de la reivindicación 1, en donde la microemulsión de petróleo en agua incluye una concentración de sulfuros superior a 50 ppm, los sulfuros se seleccionan de sulfuro de
30 hierro, sulfuro de hidrógeno y una mezcla de los mismos; en donde (a) la primera solución de nanogas incluye una cantidad suficiente de nanoburbujas de oxígeno para reaccionar

completamente con la concentración de sulfuros en la emulsión de petróleo en agua, reduciendo así la concentración de sulfuro a menos de 10 ppm, o (b) el proceso incluye además mezclar una segunda solución de nanogas con la fase acuosa, en donde los

5 sulfuros de la microemulsión de petróleo en agua se transportan a la fase acuosa, y donde la segunda solución de nanogas incluye una cantidad suficiente de nanoburbujas de oxígeno para reaccionar completamente con la concentración de sulfuros en la fase acuosa, reduciendo así la concentración de sulfuro a

10 menos de 10 ppm.

10.El proceso de la reivindicación 1, que comprende además proporcionar un flujo de la microemulsión de petróleo en agua; en donde cizallar la primera solución de nanogas hasta la

15 microemulsión de petróleo en agua incluye inyectar una corriente de la primera solución de nanogas en el flujo de microemulsión en una dirección que está a 90° a 180° del flujo, preferiblemente de 115 ° a 180°, más preferiblemente de 135° a 180°.

20

11.El proceso de la reivindicación 1, en donde cizallar la primera solución de nanogas hasta la microemulsión de petróleo en agua incluye mezclar la primera solución de nanogas y la microemulsión en un mezclador; el proceso incluye además

25 expulsar esta mezcla en hacia un contenedor de separación.

12.El proceso de la reivindicación 1, en donde la primera solución de nanogas no forma macroburbujas.

30 13.2. El proceso de la reivindicación 1, en donde la macroemulsión de agua en petróleo no incluye macroburbujas.

14.El proceso de la reivindicación 1, en donde la macroemulsión de agua en petróleo incluye más de aproximadamente 50% en peso de petróleo y menos de aproximadamente 50% en peso de agua; en donde la macroemulsión de agua en petróleo incluye además nanoburbujas.

15.Un proceso que comprende:

proporcionar un tanque de flotación que tiene un extremo de entrada y un extremo de salida; el tanque de flotación incluye una entrada de emulsión de petróleo en agua y una primera entrada de nanogas, ambas, cerca del extremo de entrada, y que tiene un deflector de corriente de fondo cerca del extremo de salida;

proporcionar una emulsión de petróleo en agua al tanque de flotación a través de la entrada de la emulsión de petróleo en agua;

proporcionar una solución de nanogas al tanque de flotación a través de la primera entrada de nanogas inyectando una corriente de una solución de nanogas en una trayectoria de flujo de la emulsión de petróleo en agua en una dirección que está a 90° a 180° de la trayectoria de flujo, preferiblemente 115 ° a 180°, más preferiblemente de 135 ° a 180°, mezclando así la solución de nanogas con la emulsión de petróleo en agua sin la formación de macroburbujas;

romper la emulsión de petróleo en agua y formar una fase de petróleo que flota en una fase acuosa;

separar la fase acuosa de la fase de petróleo transportando la fase acuosa por debajo del deflector de corriente de fondo.

16.El proceso de conformidad con la reivindicación 15,

en donde el tanque de flotación incluye una segunda entrada de nanogas corriente abajo desde la primera entrada de nanogas y corriente arriba desde el deflector de corriente de fondo;

el proceso incluye además

5 proporcionar una segunda solución de nanogas al tanque de flotación a través de la segunda entrada de nanogas, mezclando así la segunda solución de nanogas con la fase acuosa que transporta la fase de petróleo.

10 17.Un método que comprende:

mezclar una solución de nanogas con relaves de arenas petrolíferas;

separar materiales que incluyen sedimentos, betún residual y compuestos orgánicos del agua en los relaves de arenas

15 petrolíferas;

en donde la solución de nanogas incluye nanoburbujas de nitrógeno, oxígeno

nanoburbujas, nanoburbujas de dióxido de carbono o una mezcla de ellas.

20

18.El método de la reivindicación 17, en donde la solución de nanogas es una solución de nitrógeno-nanogas.

19.El método de la reivindicación 17, en donde la viscosidad
25 del petróleo en los relaves se reduce como un efecto de la adición de la solución de nanogas.

20.El método de la reivindicación 17, que comprende además
mezclar una solución de oxígeno-nanogas con los relaves de
30 arenas petrolíferas; y oxidar un sulfuro.

21.El método de la reivindicación 17, que comprende además mezclar la solución de nanogas con los relaves y luego agregar la mezcla a un estanque de relaves.

5 22.El método de la reivindicación 17, en donde mezclar la solución de nanogas y los relaves incluye la inyección subsuperficial de la solución de nanogas en los relaves mantenidos en un estanque de relaves.

10 23.Un método que comprende:

mezclar una solución de oxígeno-nanogas o una solución de ON-nanogas con una solución acuosa que incluye sulfuro de hidrógeno; y

oxidar el sulfuro de hidrógeno.

15

24.Un método que comprende:

mezclar una solución de oxígeno-nanogas o una solución de ON-nanogas con una suspensión de sulfuro de hierro y agua; y

oxidar el sulfuro de hierro hasta óxido de hierro.

20

RESUMEN

Se proporcionan procesos para influir sobre la separación de petróleo de emulsiones mediante la adición de soluciones de nanogas. Por ejemplo, las soluciones de nanogas se pueden usar para afectar la viscosidad y/o densidad de las gotas de petróleo en emulsiones de petróleo en agua, romper la emulsión de petróleo en agua; y formar una fase de petróleo ue flota en una fase de agua. En otro ejemplo, las soluciones de nanogás se pueden usar junto con un tanque de flotación para separar el petróleo de, por ejemplo, el agua producida. En otros ejemplos, la selección de los gases en la solución de nanogás se puede usar para afectar las reacciones y/o la separación.

15

20

25

30

