

COMPOSICIÓN FORMADORA DE ESPUMA PARA LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO ASISTIDA POR VAPOR

CAMPO DE LA INVENCION

La presente invención se refiere a una composición formadora de espuma y un método de uso de esta para el proceso de recuperación de petróleo asistida por vapor. Específicamente, la composición formadora de espuma comprende principalmente un dialquil difenilóxido disulfonato.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

La presente invención se refiere a una composición y un método para mejorar la recuperación de petróleo crudo y/o betún.

Una forma común de categorizar los depósitos de petróleo es por densidad. El petróleo liviano, también conocido como "petróleo convencional", tiene una gravedad API mayor de 22 ° y una viscosidad menor de 100 centipoise (cP). El petróleo pesado, por el contrario, es un hidrocarburo asfáltico, denso (baja gravedad API) y viscoso que se caracteriza químicamente por su contenido de asfaltenos. Aunque las definiciones varían, el límite superior para los petróleos pesados es generalmente una gravedad API de 22 ° y una viscosidad de más de 100 cP. El petróleo crudo extrapesado o betún tiene una gravedad API menor de 10 °.

En la recuperación de petróleo convencional de los depósitos, el uso de técnicas de producción primaria (es decir, el uso de solamente la presión inicial del depósito para recuperar el petróleo crudo) y luego de la técnica de recuperación secundaria de inyección de agua recuperan solo una parte del petróleo original presente en la formación. Además, el uso de ciertas técnicas de recuperación mejorada de petróleo (EOR) también se conoce en la técnica. Estas técnicas de recuperación mejorada de petróleo implican la inyección de cualquier composición de fluidos adaptada adecuadamente, por ejemplo, agua con salinidad adaptada, re-inyección de gases de hidrocarburos producidos a partir de la formación, en los casos de petróleo pesado, se pueden utilizar métodos térmicos al aumentar la entalpía del fluido inyectado, por ejemplo, al utilizar vapor, y al inyectar sustancias químicas como tensioactivos y polímeros para mejorar el rendimiento de cualquiera de estas técnicas de recuperación.

Por lo general, el petróleo pesado de una formación que contiene petróleo y/o betún de arenas de petróleo se produce al reducir la viscosidad del petróleo lo

suficiente como para hacer que fluya. La reducción de la viscosidad se puede lograr aplicando calor, a menudo en forma de vapor, y/o agregando solventes para diluir parcialmente el petróleo. Existen varias técnicas diferentes de utilización de vapor EOR para extraer petróleo pesado y/o betún, por ejemplo: estimulación cíclica con vapor (CSS), inundación con vapor, drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD), SAGD asistido por espuma y proceso de extracción de vapor (VAPEX). Estos métodos emplean la inyección de vapor a alta temperatura en la formación para reducir la viscosidad del petróleo, seguido de la conducción del petróleo movilizado al pozo productor, ya sea mediante una presión negativa, por ejemplo, CSS, o mediante una presión positiva, por ejemplo, una inundación con vapor.

En la CSS, el mismo pozo actúa como el inyector y el productor, y también se conoce como un método de inyección cíclica con vapor (método *huff and puff*). Se inyecta vapor en un pozo a una temperatura de 300-340 °C por un período de semanas a meses. El pozo se deja reposar durante días o semanas para permitir que el calor penetre en la formación y, luego, se extrae el petróleo caliente del pozo durante semanas o meses. Una vez que la tasa de producción disminuye, el pozo pasa a otro ciclo de inyección de vapor, remojo y producción. Este proceso se repite hasta que el costo de inyectar vapor es más alto que el dinero que genera la producción de petróleo. Los factores de recuperación son de alrededor de 20 a 25 %, pero el costo de inyectar vapor es alto.

En la inundación con vapor, también conocida como impulsión de vapor, el vapor se inyecta en la formación a través de un pozo vertical; el calor del vapor ayuda a disminuir la viscosidad del petróleo y hace que el petróleo movilizado fluya hacia los pozos de producción verticales ubicados a cierta distancia del productor. Aunque es una tecnología prometedora, en las inundaciones con vapor después del logro de inyección inicial, la probabilidad de que el vapor evite el petróleo aumenta. Con el tiempo, la zona de vapor activo en el depósito tiende a evitar, o canalizar, las regiones que contienen petróleo y limita la cantidad total de la formación que es barrida eficazmente por el vapor.

El SAGD utiliza al menos dos pozos horizontales, uno en la parte inferior de la formación y otro a alrededor de 5 metros por arriba de esta. El vapor se inyecta en el pozo superior, el calor reduce la viscosidad del petróleo pesado, lo que le permite drenar por gravedad al pozo inferior, donde se bombea hacia la superficie. El SAGD es más barato que la CSS, permite tasas de producción de petróleo muy altas y recupera hasta el 60 % del petróleo en su lugar.

El VAPEX es similar al SAGD, pero en lugar de vapor, los solventes de hidrocarburos se inyectan en un pozo superior para diluir el petróleo pesado, lo que permite que el petróleo pesado diluido fluya hacia un pozo inferior.

Se han propuesto tensioactivos como un medio para generar espuma en las formaciones de depósitos para reducir la canalización. Véase, por ejemplo, las patentes estadounidenses 4.380.266; 4.540.049; 4.739.831; 4.860.828; 5.052.478; 5.005.644; 5.502.538; las solicitudes de patentes estadounidenses N.º 2009/0078414, 2009/0218099 y 2014/0216739; WO 2014/160563, WO 2014/099466; y PCT/US 15/021253. El fin de esta espuma es bloquear la canalización y desviar el flujo del vapor hacia la porción de la formación que contiene una alta saturación de petróleo.

Se sabe que los sistemas de tensioactivos aniónicos acuosos son particularmente eficaces como agentes formadores de espuma. Un sistema de tensioactivo aniónico de este tipo es una composición líquida acuosa sustancialmente homogénea que puede comprender una solución, una microemulsión o una dispersión micelar de moléculas de tensioactivo aniónico y/o micelas. Las solubilidades en agua y las solubilidades en petróleo de los tensioactivos en dicho sistema son tales que esos materiales tienden a permanecer a lo largo de una interfaz de petróleo/agua, en lugar de estar completamente disueltos o dispersos dentro de la fase de agua o de la fase de petróleo del sistema. Los tensioactivos aniónicos comprenden sales de superficie activa o jabones de ácidos orgánicos.

En un proceso para desplazar el petróleo, los tensioactivos de un sistema de tensioactivos aniónicos acuoso se pueden preformar o formar dentro de un material permeable tal como un depósito subterráneo. La patente estadounidense 3.174.542 describe procesos de desplazamiento del petróleo en los que se inyectan materiales ácidos por delante de los materiales básicos para que los sistemas de tensioactivos se formen *in situ*.

Aunque los sistemas de tensioactivos aniónicos acuosos son por lo general fluidos de desplazamiento de petróleo eficaces, tienen tolerancias relativamente bajas a cationes multivalentes. Tales cationes se encuentran comúnmente en aguas o salmueras en depósitos subterráneos que contienen soluciones de sales de calcio o magnesio, o similares. Los cationes multivalentes tienden a reaccionar con los tensioactivos aniónicos o los componentes de los tensioactivos aniónicos o los componentes de los sistemas de tensioactivos aniónicos para formar precipitados, para provocar separaciones de fase, o similares.

Los problemas típicos de tolerancia a los cationes multivalentes de los sistemas

tensioactivos aniónicos acuosos se detallan en patentes tales como las patentes estadounidenses 3.508.612 y 3.675.716. Esas patentes sugirieron mejorar la tolerancia a los cationes multivalentes al disolver el cotensioactivo tal como los sulfatos de alcoxialcohol en los sistemas. La patente estadounidense 3.799.264 sugiere utilizar sistemas de tensioactivos que contengan tensioactivos aniónicos alifáticos sulfatados, tensioactivos no iónicos y una sal de guanidina soluble en agua para proporcionar una tolerancia mejorada a los cationes multivalentes.

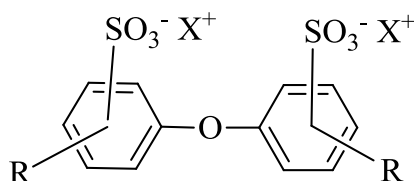
En las patentes estadounidenses 3.945.437; 4.013.569; y 4.393.937 se enseña que se pueden emplear sistemas de tensioactivos aniónicos acuosos mejorados para desplazar el petróleo dentro de depósitos subterráneos permeables remotamente ubicados. Por ejemplo, en la patente estadounidense 4.393.937 se enseña que se puede emplear un proceso de impulsión de espuma de vapor para desplazar el petróleo dentro de un depósito subterráneo.

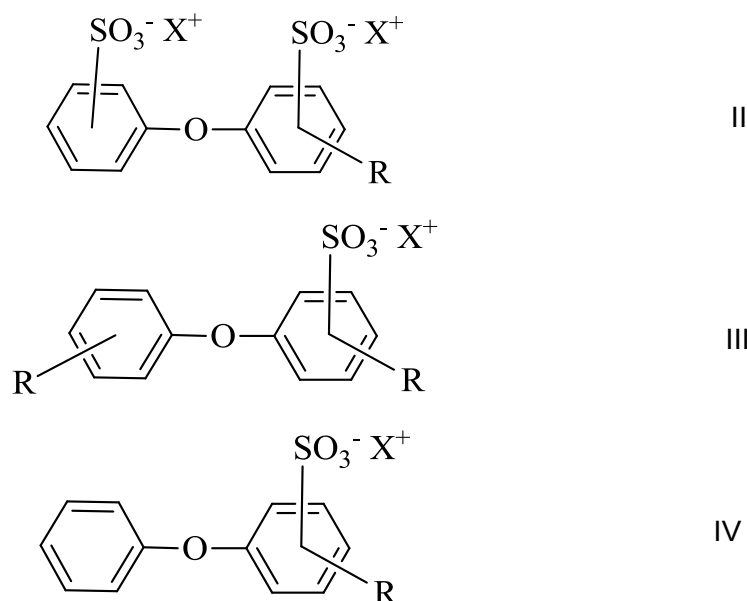
En vista de que los tensioactivos tolerantes a iones divalentes y salmuera que son térmicamente estables y altamente espumantes son deseables para su uso en el desplazamiento del petróleo de los depósitos subterráneos, sería altamente deseable proporcionar dichos tensioactivos.

Existe una continua necesidad de una técnica de recuperación de petróleo mejorada que se pueda realizar a temperaturas elevadas que se usan típicamente en aplicaciones de vapor para aumentar o mantener los rendimientos de recuperación por medios químicos, pero sin reducir la energía gastada en la recuperación de petróleos pesados.

SÍNTESIS DE LA INVENCION

La presente invención es una composición formadora de espuma y un método de uso en un proceso de recuperación de petróleo asistida por vapor en donde la composición comprende un tensioactivo aniónico en donde el tensioactivo aniónico es una mezcla de compuestos de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato que tienen la Fórmula:





donde R es un grupo C₃ a C₂₄ alquilo, preferentemente un grupo C₁₆ y X es H, un metal alcalino, metal divalente, por ejemplo, calcio, magnesio, y similares, metal alcalinotérreo o amonio, en donde la mezcla acuosa de los compuestos de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato tiene un pH igual o mayor de 7 y contiene I, el dialquil difenilóxido disulfonato (DADS) en una cantidad igual o mayor del 50 por ciento en peso donde el 50 por ciento en peso restante o menos que comprende uno o más de II, y el porcentaje en peso del monoalquil difenilóxido disulfato (MADS), III, del dialquil difenilóxido monosulfato (DAMS) y/o IV, y del monoalquil difenilóxido monosulfato (MAMS) es en función del peso combinado de la mezcla de los compuestos de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato.

Otra forma de realización de la presente invención es un método para recuperar petróleo de una formación del depósito que es penetrada por al menos un pozo de inyección y un pozo de producción, que comprende: (a) seleccionar una composición formadora de espuma que comprende una mezcla acuosa que comprende dos o más (di)alquil difenilóxido (di)sulfonatos descritos anteriormente en la presente, (b) inyectar la composición formadora de espuma con vapor en el pozo de inyección y formar una espuma estable en el depósito; (c) disminuir la viscosidad del petróleo en la formación del depósito; y (d) producir petróleo que tenga la viscosidad disminuida de la formación del depósito.

En una forma de realización de la presente invención, en la composición formadora de espuma descrita en la presente anteriormente R es un grupo C₁₆ alquilo y X es sodio.

En otra forma de realización de la presente invención, la composición

formadora de espuma descrita en la presente anteriormente comprende además uno o más aditivos seleccionados de un tensioactivo no iónico, un tensioactivo iónico, un inhibidor de corrosión, un inhibidor de incrustaciones, un antioxidante, un tensioactivo no iónico, un alcohol, otro tensioactivo aniónico, diferente de (i), un tensioactivo catiónico, un agente formador de espuma y mezclas de estos.

En una forma de realización del método de la presente invención descrito en la presente anteriormente, el pozo de inyección y el pozo de producción son el mismo pozo, y el método es preferentemente la estimulación cíclica con vapor (CSS).

En una forma de realización del método de la presente invención descrito en la presente anteriormente, el pozo de inyección y el pozo de producción no son el mismo pozo, y el método es preferentemente el drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD).

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

La **Figura 1** es un esquema del aparato experimental usado para determinar la estabilidad de la espuma.

La **Figura 2** es un gráfico que muestra la altura de la espuma para el Ejemplo 1 en comparación con el tiempo.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

En la presente se describen métodos para la eliminación de petróleos pesados de depósitos subterráneos. El término "crudos más pesados" es cualquier fuente o forma de petróleo viscoso. Por ejemplo, una fuente de crudos más pesados incluye arena de alquitrán. La arena de alquitrán, también conocida como arena de petróleo o arena bituminosa, es una combinación de arcilla, arena, agua y betún. La recuperación térmica de los crudos más pesados se basa en la disminución de la viscosidad de los fluidos a medida que aumenta la temperatura. Una vez que se reduce la viscosidad, es posible la movilización de fluidos por vapor, la inundación con agua caliente o la gravedad. La viscosidad reducida hace que el drenaje sea más rápido y, por lo tanto, contribuye directamente a la velocidad de recuperación.

En un aspecto, el método comprende recuperar petróleo de una formación del depósito que es penetrada por al menos un pozo de inyección y un pozo de producción que comprende las etapas de inyectar en el depósito (i) una composición formadora de espuma que comprende, consiste esencialmente en, o consiste en una mezcla de compuestos de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato y vapor, (ii) disminuir la viscosidad del petróleo en la formación del depósito y (iii) remover el petróleo del depósito.

En una forma de realización del método de la presente invención, el pozo de inyección y el pozo de producción son el mismo pozo.

En otra forma de realización del método de la presente invención, el pozo de inyección y el pozo de producción no son el mismo pozo, sino que son dos pozos diferentes.

Las técnicas de vapor conocidas en la técnica para eliminar los crudos más pesados se pueden usar en la presente, incluidos, entre otros, CSS, inundación con vapor, SAGD, FA-SAGD y VAPEX. En general, el vapor se inyecta en el depósito subterráneo, lo que calienta el petróleo, reduce su viscosidad, lo hace más móvil y recupera al menos una fracción de los hidrocarburos del depósito. Después del logro de inyección de vapor inicial, aumenta la probabilidad de que el vapor evite el petróleo, lo que limita la cantidad total de la formación que es barrida eficazmente por el vapor. A continuación, se introducen tensioactivos, con o sin un gas no condensable (por ejemplo, nitrógeno), y vapor en el pozo de inyección de forma periódica o continua. El petróleo se puede recuperar en un pozo de producción separado del pozo de inyección.

El proceso SAGD, inventado por Butler a principios de los años 80 (por ejemplo, patente estadounidense 4.344.485) ha sido el proceso de recuperación térmica más popular utilizado hasta la fecha en la producción de petróleo pesado y betún. En el proceso SAGD, se perforan al menos dos pozos horizontales, uno sobre el otro, y se inyecta vapor en el pozo superior. El vapor caliente crea una cámara de vapor en expansión, donde el calor se transfiere de la condensación del vapor que moviliza el petróleo, que a su vez drena la gravedad alrededor del borde de la cámara de vapor hacia el pozo inferior junto con el agua condensada. El calor se transfiere, tanto por conducción como por convección, primero al condensado que fluye a lo largo del borde de la cámara de vapor, y luego al petróleo adyacente. A medida que se extrae el petróleo y se inyecta más vapor, el límite de la cámara de vapor se expande hacia arriba y hacia los lados, y se moviliza petróleo nuevo. La ventaja del proceso SAGD es su alta tasa de producción de petróleo, que recupera hasta un 60-70 % del petróleo en su lugar.

En una forma de realización de la presente invención se describe un método para producir petróleo mediante SAGD, donde dicho método comprende las etapas de proporcionar en una formación de petróleo un pozo de inyección horizontal debajo de dicho pozo de producción horizontal, en donde el pozo de inyección y dicho pozo de producción están en comunicación fluida entre sí; inyectar vapor y un agente formador

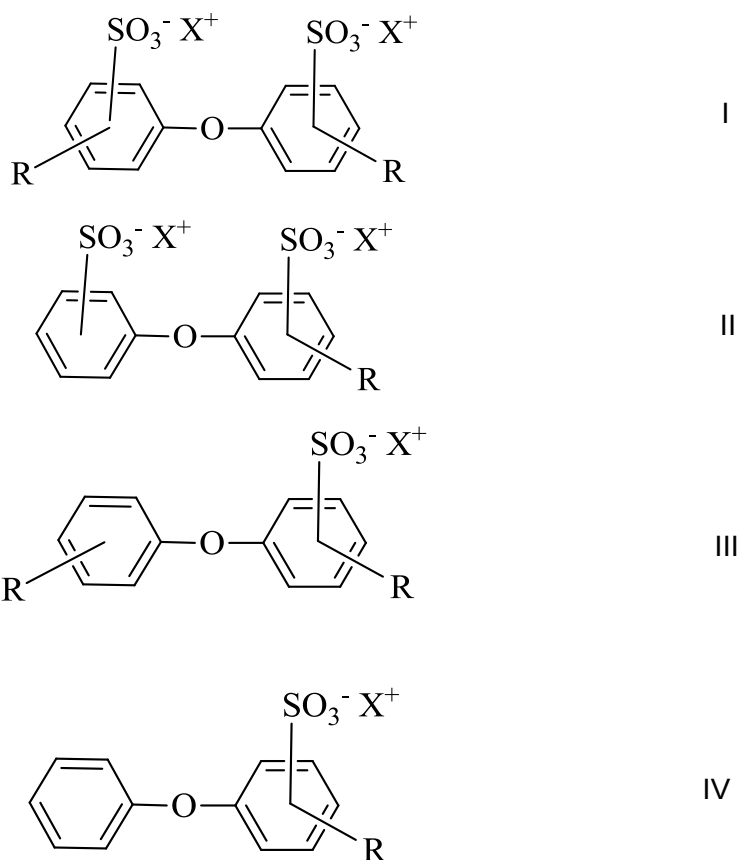
de espuma que comprende un tensioactivo aniónico, descrito en la presente a continuación, en dicho pozo de inyección durante un primer período de tiempo; recolectar un fluido de producción de dicho pozo de producción.

El método de la presente invención no está limitado al SAGD y otros métodos de drenaje por gravedad similares. El método de la presente invención se puede usar en cualquier método de producción de petróleo mejorado a base de vapor conocido o inventado. Por lo tanto, el método se puede utilizar con métodos de producción de vapor del pie al talón (*toe to heel*), técnicas de inundación con vapor usando pozos verticales, estimulación cíclica con vapor (CSS), empuje de vapor y gas (SAGP), inundación con vapor y similares, así como en cualquiera de las metodologías híbridas, tales como la expansión de solvente-SAGD (ES-SAGD), el proceso asistido por solvente (SAP) y similares. Además, el método se puede utilizar después de cualquiera de los métodos de EOR existentes.

La elección del agua para su uso en el método de la presente invención es típicamente el agua producida, por ejemplo, del depósito, pero la fuente puede variar, en función de los requisitos del depósito a tratar, la economía y la compatibilidad de la composición al diluirse, por ejemplo, agua potable, agua de acuífero o salmuera de depósito producida en el pozo. Esta invención será particularmente aplicable con salmueras que tiene un contenido total de sólidos disueltos (TDS) de 0 a 18 por ciento en peso, preferentemente de 0 a 15, y con mayor preferencia de 0 a 12 por ciento en peso.

En otra forma de realización de la presente invención, los gases se pueden inyectar conjuntamente con el vapor y el tensioactivo. Los gases adecuados incluyen, entre otros, aire, oxígeno, hidrógeno, nitrógeno, metano, dióxido de carbono, monóxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, propano, butano, gas natural y gas de combustión. Los gases pueden estar en forma de una mezcla de gas/líquido; lo que incluye líquidos de gas natural que contienen propano, butano, pentano y hexano.

La composición formadora de espuma utilizada en la presente invención comprende uno o más tensioactivos aniónicos, que comprenden preferentemente una mezcla de compuestos de alquil aril sulfonato. Los compuestos adecuados de alquil aril-sulfonato son productos a base de difenil óxido mono- y -di-sulfonatos mono- y di-alquilados (mono- y di-alquilatos denominados en adelante en la presente (di)alquilatos y mono- y di-sulfonatos denominados en adelante en la presente (di)sulfonatos). Preferentemente los compuestos de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato se describen por una o más de las siguientes Fórmulas:



donde R es un grupo C₃ a C₂₄ alquilo, preferentemente un grupo C₁₆ y

X es H, un metal alcalino, un metal alcalinotérreo, un metal divalente, preferentemente calcio o magnesio, o amonio.

La Estructura I representa un dialquil difenilóxido disulfonato (DADS), la Estructura II representa un monoalquil difenilóxido disulfonato (MADS), la Estructura III representa un dialquil difenilóxido monosulfato (DAMS); y la Estructura IV representa un monoalquil difenilóxido monosulfato (MAMS). Preferentemente, la mezcla de los compuestos de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato contienen DADS en una cantidad igual o mayor del 50 por ciento en peso de DADS, en donde el 50 por ciento en peso restante o menos comprende uno o más de MADS, DAMS y/o MAMS, en porcentaje en peso en función del peso combinado de la mezcla de los compuestos de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato. Con mayor preferencia, la mezcla de los compuestos de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato contienen DADS en una cantidad igual o mayor del 70 por ciento en peso de DADS, en donde el 30 por ciento en peso restante o menos comprende uno o más de MADS, DAMS y/o MAMS, en porcentaje en peso en función del peso combinado de la mezcla de los compuestos de (di)alquil difenilóxido

(di)sulfonato. Con máxima preferencia, la mezcla de los compuestos de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato contienen DADS en una cantidad igual o mayor del 85 por ciento en peso de DADS, en donde el 15 por ciento en peso restante o menos comprende uno o más de MADS, DAMS y/o MAMS, en porcentaje en peso en función del peso combinado de la mezcla de los compuestos de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato.

En una forma de realización, la mezcla de los compuestos de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato comprenden MADS en una cantidad de 0,05 a 15 por ciento en peso, DAMS en una cantidad de 0 a 10 por ciento en peso, MAMS en una cantidad de 0 a 5 por ciento en peso, y DADS en una cantidad igual o mayor de 50 a 90 por ciento en peso, en donde los alquilatos superiores de mono- y di-sulfonatos constituyen el resto de la mezcla.

En otra forma de realización, la mezcla de los compuestos de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato comprende MADS en una cantidad de 0,05 a 15 por ciento en peso, DAMS en una cantidad de 0 a 7,5 por ciento en peso, y MAMS en una cantidad de 0 a 2 por ciento en peso, en donde DADS constituye el resto de la mezcla con la condición de que esté presente en una cantidad igual o mayor del 50 por ciento en peso, el porcentaje en peso en función del peso combinado de la mezcla de los compuestos de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato.

Se pueden preparar (di)alquil difenilóxido (di)sulfonatos de la presente invención mediante métodos reconocidos en la técnica. Por ejemplo, se hace referencia a la patente estadounidense 4.860.828 a Oswald et al., que se incorpora en la presente por referencia.

La mezcla de los compuestos de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato se puede agregar pura o preferentemente en solución, preferentemente una solución acuosa que tiene un pH igual o mayor de 7, con mayor preferencia igual o mayor de 7,5, con mayor preferencia igual a o mayor de 8, y con mayor preferencia igual o mayor de 8,5.

Los compuestos de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato se agregan en el fondo del pozo y/o al vapor puro y/o se diluyen con agua para formar una solución acuosa y luego se agregan, de modo que la cantidad de los compuestos de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato en el vapor presente en el fondo del pozo es de 0,0001 a 0,5 por ciento en peso. Preferentemente, la cantidad de tensioactivo aniónico en el agua del fondo del pozo es igual o mayor del 0,0001 por ciento en peso, con mayor preferencia igual o mayor del 0,001 por ciento en peso, con mayor preferencia igual o mayor del 0,01 por ciento en peso, con mayor preferencia igual o mayor del 0,05 por ciento en peso, e

incluso con mayor preferencia igual o mayor de 0,08 por ciento en peso. Generalmente, la cantidad del tensioactivo aniónico está presente en el agua bombeada de fondo de pozo en una cantidad igual a o menor de 0,5 por ciento en peso, preferentemente igual o menor de 0,3 por ciento en peso, preferentemente igual o menor de 0,2 por ciento en peso.

En algunas formas de realización, las composiciones formadoras de espuma de la presente invención pueden incluir otros aditivos. Por ejemplo, la composición puede incluir además uno o más tensioactivos iónicos, uno o más tensioactivos no iónicos, uno o más alcoholes, inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, mezclas de estos, así como otros aditivos. En algunas formas de realización, la cantidad total de los aditivos agregados a las composiciones de la presente divulgación no es mayor de alrededor del 5 por ciento en peso.

EJEMPLOS

Preparación del compuesto de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato.

El Ejemplo 1 es un compuesto de (di)alquil difenilóxido (di)sulfonato preparado en tres etapas: (a) alquilación de óxido de difenilo (DPO), (b) sulfonación del producto alquilado y (c) neutralización utilizando solución cáustica.

La alquilación de DPO con una olefina de longitud de cadena específica se realiza en presencia de un catalizador de cloruro de aluminio entre 50 °C y 100 °C. La reacción de alquilación de Friedel-Crafts genera una mezcla isomérica de mono-, di- y poli-alquilatos superiores a partir de reacciones competitivas de olefinas alrededor de los anillos aromáticos. La alquilación se lleva a cabo en presencia de un exceso de DPO para controlar las cantidades relativas de DPO monoalquilado, DPO dialquilado y DPO alquilato superior.

A continuación se agrega una solución de hidróxido de sodio a la mezcla de reacción para neutralizar el catalizador de cloruro de aluminio. Luego, sigue la separación de fases de la mezcla utilizando un decantador. Después, el producto crudo se somete a destilación para separar el DPO sin reaccionar, las olefinas sin reaccionar y el producto alquilado final. A continuación, el producto final alquilado se destila adicionalmente para concentrar los DPO dialquilados y alquilados superiores a más del 50 %.

Luego, el producto alquilado destilado se somete a sulfonación con trióxido de azufre, lo que da como resultado principalmente productos disulfonados. El nivel de sulfonación es mayor del 80 %. Si bien la reacción de sulfonación es altamente exotérmica, la reacción se mantiene en condiciones isotérmicas a temperatura

ambiente o por debajo de ella. Después de la sulfonación, se agrega agua para eliminar cualquier SO_3 sin reaccionar. Luego, la solución ácida acuosa se neutraliza utilizando soda cáustica para obtener un producto final con un pH igual o mayor de 7. El producto activo resultante contiene 1 % en peso de monoalquil difenilóxido monosulfato (MAMS), 10 % en peso de monoalquil difenilóxido disulfato (MADS), 7 % en peso de dialquil difenilóxido monosulfato (DAMS), 75 % en peso de dialquil difenilóxido disulfato (DADS), y el resto son alquilatos superiores de mono y disulfonatos.

Prueba de estabilidad de la espuma

La configuración experimental se muestra en la **Figura 1**. Inicialmente, un calibrador de nivel **1** de la serie JERGUSON19-T-32 vacío se presuriza a 950 psi. A continuación el horno **2** se calienta hasta 250 °C. La presión se mantiene a 950 psi a través del regulador de contrapresión (EQUILIBAR ULF-2) **3** en la línea de salida del calibrador de nivel JERGUSON. Se preparan 50 ml de una solución acuosa al 0,5 % en peso del Ejemplo 1 y su pH se ajusta a 9,1 con una solución de hidróxido de sodio. Se cargan 50 ml de esta solución **4** en el calibrador de nivel JERGUSON a través de la bomba **2** **5**. Se permite que el sistema se equilibre a 250 °C durante una hora. Se utiliza un acumulador (TOBUL 030AT30-1VA19) **6** para bombear nitrógeno en esta solución a través de un rociador que tiene un elemento de filtro de metal sinterizado de 10 micrómetros **7**. El agua se bombea al acumulador a 2,7855 ml/min desde la bomba **1** **8** para alcanzar una velocidad de flujo de 180 sccm en el nivel JERGUSON. La presión se mantiene a 950 psi con el regulador de contrapresión. Se reponen 0,2 ml/min de agua a través de la bomba **2** **5**, debido a que el sistema pierde agua aproximadamente a esta velocidad debido a la evaporación. A medida que el nitrógeno fluye hacia la solución química, la espuma **9** comienza a subir dentro del cilindro de vidrio **10** en el calibrador de nivel JERGUSON. El cilindro está abierto en la parte superior e inferior. Una vez que la espuma alcanza la parte superior del calibrador de nivel, se detiene el flujo de nitrógeno. La espuma decae lentamente. Se registra y se muestra la altura de la espuma desde que se genera hasta que se colapsa en la **Figura 2**.