

ADITIVO ESTABILIZADOR DE POZO ACEPTABLE PARA EL MEDIO AMBIENTE

Campo técnico

[0001] Un aditivo se puede utilizar para ayudar a estabilizar un pozo. El aditivo puede ser nanopartículas aceptables para el medio ambiente.

Breve descripción de las figuras

[0002] Las características y ventajas de ciertas formas de realización se apreciarán con mayor facilidad al considerarse junto con las figuras adjuntas. Las figuras no han de interpretarse como limitativas de ninguna de las formas de realización preferidas.

[0003] La **Figura 1** es un gráfico de datos de pérdida de fluido que muestra diferentes tamaños de partícula d50 de un aditivo estabilizador de acuerdo con ciertas formas de realización.

Descripción Detallada

[0004] Los hidrocarburos de petróleo y gas se generan naturalmente en algunas formaciones subterráneas. En la industria del petróleo y gas, una formación subterránea que contiene petróleo y/o gas se denomina yacimiento. Un yacimiento puede ubicarse bajo la tierra o en alta mar. Los yacimientos suelen ubicarse en el rango de algunos cientos de pies (yacimientos poco profundos) a algunas decenas de miles de pies (yacimientos ultraprofundos). Para producir petróleo o gas, se perfora un pozo en un yacimiento o de manera adyacente a un yacimiento. El petróleo, gas o agua producido desde el yacimiento se denomina fluido de yacimiento.

[0005] Como se usa en la presente, un "fluido" es una sustancia con una fase continua que puede fluir y conformarse al contorno de su recipiente cuando la sustancia se evalúa a una temperatura de 71 °F (22 °C) y una presión de una atmósfera "atm" (0,1 megapascuales "MPa"). Un fluido puede ser un líquido o un gas. Un fluido homogéneo tiene una sola fase, mientras que un fluido heterogéneo tiene más de una fase distinta. Un coloide es un ejemplo de un fluido heterogéneo. Un fluido heterogéneo puede ser: una lechada, que incluye una fase líquida continua y partículas sólidas no disueltas como la fase dispersa; una emulsión, que incluye una fase líquida continua y al menos una fase dispersa de gotitas líquidas inmiscibles; una espuma, que incluye una fase líquida continua y un gas como la fase dispersa; o una neblina, que incluye una fase de gas continua y gotitas líquidas como la fase dispersa. Como se usa en la presente, la expresión "fluido base" significa el solvente de una solución o la fase continua de un fluido heterogéneo y es el líquido que conforma el mayor porcentaje en volumen de un fluido de tratamiento.

[0006] Un pozo puede incluir, entre otros, un pozo de producción de petróleo, gas o agua, un pozo de inyección, o un pozo geotérmico. Como se usa en la presente, un "pozo" incluye al menos una perforación. Un pozo puede incluir porciones verticales, inclinadas y horizontales, y puede ser recto, curvo o ramificado. Como se usa en la presente, el término "pozo" incluye cualquier porción de agujero descubierto entubado y no entubado del pozo. Una región cercana al pozo es el material y roca

subterráneos de la formación subterránea que rodea el pozo. Como se usa en la presente, un "pozo" también incluye una región cercana al pozo. La región cercana al pozo se considera en general una región que está a una distancia radial de aproximadamente 100 pies o menos del pozo. Como se usa en la presente, "en una formación subterránea" significa e incluye en cualquier porción del pozo, incluso en el pozo, en la región cercana al pozo a través del pozo, o en la formación subterránea a través del pozo.

[0007] Una porción de un pozo puede ser un agujero descubierto o un pozo entubado. En una porción de pozo de agujero descubierto, se puede colocar una sarta de tubería en el pozo. La sarta de tubería permite que se introduzcan fluidos en el pozo, o que fluyan desde una porción remota del pozo. En una porción de pozo de orificio revestido, se coloca una tubería de revestimiento en el pozo que también puede contener una sarta de tubería. Un pozo puede contener un espacio anular. Los ejemplos de espacio anular incluyen, entre otros, el espacio entre el pozo y la parte exterior de una sarta de tubería en un pozo de agujero descubierto; el espacio entre el pozo y la parte exterior de una tubería de revestimiento en un pozo entubado; y el espacio entre la parte interior de una tubería de revestimiento y la parte exterior de una sarta de tubería en un pozo entubado.

[0008] Las operaciones de petróleo o gas se pueden realizar con un fluido de tratamiento. La expresión "fluido de tratamiento" se refiere a la composición específica del fluido, tal como se introduce en el pozo. La palabra "tratamiento" en la expresión "fluido de tratamiento" no implica necesariamente una acción particular por parte del fluido. Los ejemplos de fluidos de tratamiento incluyen, entre otros, fluidos de perforación, fluidos espaciadores, fluidos de reparación, composiciones de cemento y fluidos de estimulación.

[0009] Durante las operaciones de perforación, se forma un pozo con una barrena de perforación. Puede usarse una sarta de perforación para ayudar a la barrena de perforación a perforar a través de una formación subterránea para formar el pozo. La sarta de perforación puede incluir una tubería de perforación. Un fluido de tratamiento adaptado para este fin se denomina fluido de perforación o lodo de perforación. El pozo define una pared de pozo que es la porción expuesta de la formación subterránea donde se formó el pozo. El fluido de perforación puede circular hacia abajo a través de la tubería de perforación y regresar por el espacio anular entre la pared del pozo y el exterior de la tubería de perforación.

[0010] Después de que se forma el pozo, puede ser conveniente realizar una operación de cementación. Un fluido de tratamiento llamado fluido espaciador se puede introducir en el pozo después del fluido de perforación y antes de la composición del cemento. El fluido espaciador puede descargar fluido de perforación residual que pueda quedar en las partes del pozo o cara de la formación subterránea para ayudar a garantizar una mejor unión de la composición de cemento con la interfaz. Otros tipos de operaciones de petróleo o gas, por ejemplo, operaciones de terminación o de reparación, también se pueden realizar con un fluido de tratamiento.

[0011] La pared del pozo y la región cercana al pozo de la formación subterránea puede incluir áreas permeables. Ejemplos de áreas permeables incluyen grietas,

fisuras naturales, fracturas, cavidades, poros interconectados o fracturas inducidas. Las grietas, fisuras y fracturas generalmente se pueden caracterizar por tener una longitud mayor que su diámetro. Las cavidades y huecos se pueden caracterizar por ser cualquier cavidad con una variedad de formas y tamaños. La porosidad se refiere a la cantidad de poros individuales dentro de un área de la formación subterránea. La permeabilidad y todas las variaciones gramaticales de esta, en este contexto, se refiere a la cantidad de interconectividad entre los poros individuales que permite que el fluido migre o se mueva entre los poros interconectados. Las áreas permeables en la pared del pozo y la región cercana al pozo pueden variar y tener dimensiones que varían de 0,1 micrómetros y un largo de 50 micrómetros o más. Como se usa en la presente, un "área permeable" significa cualquier área donde el fluido puede fluir en la formación subterránea mediante un pozo y puede estar causado, entre otros, por grietas, fisuras, fracturas, cavidades y poros interconectados.

[0012] Algunos de los fluidos base o filtrado de un fluido de tratamiento pueden fluir de manera indeseada dentro de la formación subterránea mediante las áreas permeables en lugar de permanecer en el pozo y volver a circular hacia el cabezal del pozo. Esto se conoce como pérdida de fluido. Para sobrellevar los problemas asociados con la pérdida de fluido, se puede usar un aditivo de control de pérdida de fluido. A medida que se coloca el fluido de tratamiento en el pozo, el aditivo de control de pérdida de fluido puede eliminar o disminuir la cantidad de fluido base líquido o filtrado que ingresa a la formación subterránea.

[0013] Los aditivos de control de pérdida de fluido pueden formar un revoque de filtración en la pared del pozo para reducir o detener la pérdida de fluido. Un revoque de filtración es el residuo depositado sobre un medio permeable cuando una lechada, tal como un fluido de perforación, se fuerza contra el medio bajo presión. El filtrado es el líquido que pasa a través del medio, lo que deja el revoque en el medio. En la deposición del revoque de filtración, la lechada, que normalmente incluye materiales que incluyen agua, un agente de gelificación, carbonato de calcio, agentes de ponderación, y/o polímeros, se introduce en el pozo de agujero descubierto. El fluido fluye hacia una porción deseada del pozo. Los ingredientes en el fluido forman el revoque de filtración. El revoque de filtración se puede usar para unir finos, tal como arena, en conjunto, y evitar la pérdida de fluidos en la formación subterránea. El revoque de filtración puede ayudar a prevenir la pérdida de fluido en la formación subterránea y también puede ayudar a estabilizar el pozo al reforzar las paredes del pozo.

[0014] Algunas formaciones subterráneas pueden verse afectadas negativamente por determinados tipos de fluidos de perforación. Un ejemplo de tal formación es una formación sensible al agua. Cuando un fluido de perforación contiene agua, y el agua entra en contacto con una formación sensible al agua, el agua puede afectar negativamente a la formación subterránea. Algunos de los efectos adversos pueden ser hinchazón o desprendimiento de la formación subterránea o formación de gomosis.

[0015] Un ejemplo de formación sensible al agua es una formación de esquisto. Las formaciones de esquisto son diferentes de otros tipos de formaciones, e incluso hay

diferencias entre las distintas formaciones de esquisto. Normalmente, no hay dos formaciones de esquisto iguales. Por lo tanto, encontrar formas de explorar y desarrollar gas de esquisto a partir de estas formaciones es un desafío. Se pueden añadir estabilizadores de esquisto al fluido de perforación para inhibir estos fenómenos y estabilizar el esquisto para que no lo afecte el fluido de perforación. La reducción de la invasión de presión del fluido de perforación en la pared de un pozo puede ser un factor importante para mantener la estabilidad del pozo. Mantener suficiente presión en el pozo puede estabilizar los esquistos para mantener la integridad del pozo. Por ejemplo, cuando el líquido del fluido de perforación invade el esquisto, puede aumentar la presión en los poros y puede disminuir la presión diferencial entre la columna de fluido de perforación y el esquisto. Con la caída de presión diferencial, el esquisto ya no puede sostenerse y puede desprenderse y caer en el pozo. Asimismo, la invasión de agua en la matriz del esquisto puede aumentar la hidratación o humectación del cuerpo de esquisto parcialmente deshidratado, lo que provoca que se ablande y pierda su fuerza estructural. La reactividad química de los aditivos de fluido de perforación y la formación de esquisto también puede provocar inestabilidad.

[0016] Los aditivos estabilizadores pueden añadirse a los fluidos de perforación. El aditivo estabilizador puede ayudar a estabilizar la pared del pozo mediante la formación de revoque de filtración o en formaciones sensibles al agua. Sin embargo, la reglamentación ambiental puede limitar qué ingredientes se pueden usar en las operaciones de petróleo o gas. Por lo tanto, se necesitan nuevos aditivos estabilizadores que puedan utilizarse en los fluidos de perforación y que sean más aceptables desde el punto de vista medioambiental.

[0017] Se ha descubierto que un aditivo estabilizador se puede utilizar durante las operaciones de perforación del pozo. El aditivo estabilizador puede ser aceptable en el medio ambiente. La Comisión OSPAR (Convenio de Oslo/París para la Protección del Medio Marino del Nordeste Atlántico) ha elaborado un sistema de preselección para evaluar las sustancias químicas utilizadas en las operaciones de extracción de petróleo y gas en alta mar. De acuerdo con OSPAR, un producto químico utilizado en operaciones de petróleo y gas mar adentro debe sustituirse por un producto químico aceptable desde el punto de vista medioambiental si se cumple alguna de las siguientes condiciones: a. figura en la LCPA de OSPAR (Lista de sustancias químicas objeto de acción prioritaria); b. figura en la LSPC de OSPAR (Lista de sustancias que pueden ser motivo de preocupación); c. figura en el anexo XIV de REACH (Reglamento (EC) N.º 1907/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de diciembre de 2006, relativo al registro, la evaluación, la autorización y la restricción de las sustancias y preparados químicos); d. está sujeta a restricciones en virtud del anexo XVII de REACH; e. la autoridad a la que se ha presentado la solicitud la considera de preocupación equivalente para el medio marino que las sustancias contempladas en los subapartados anteriores; f. es inorgánica y tiene una LC_{50} o EC_{50} inferior a 1 mg/l; g. tiene una biodegradación final (mineralización) inferior al 20 % en OECD 306, BODIS Marino o cualquier otro protocolo marino aceptado o inferior al 20 % en 28 días en agua dulce (OECD 301 y 310); h. los valores de semivida derivados de los ensayos de simulación

presentados con arreglo a REACH (EC 1907/2006) son superiores a 60 y 180 días en agua marina y sedimentos, respectivamente (por ejemplo, OECD 308, 309 realizados con agua marina y sedimentos, según proceda); o i. cumple dos de los tres criterios siguientes: (i) biodegradación: inferior al 60 % en 28 días (OECD 306 o cualquier otro protocolo marino aceptado por OSPAR), o en ausencia de resultados válidos para dichas pruebas: inferior al 60 % (OECD 301B, 301C, 301D, 301F, agua dulce BODIS); o inferior al 70 % (OECD 301A, 301E); (ii) bioacumulación: $BCF > 100$ o $\log P_{ow} \geq 3$ y el peso molecular < 700 , o si la conclusión de un juicio de ponderación de las pruebas con arreglo al apéndice 3 del Acuerdo OSPAR 2008-5 es negativa; o iii) toxicidad: $LC_{50} < 10 \text{ mg/l}$ o $EC_{50} < 10 \text{ mg/l}$; si los valores de toxicidad $< 10 \text{ mg/l}$ se derivan de pruebas límite en peces, deberán presentarse los datos reales de LC_{50} en peces. Como se usa en la presente, cualquier ingrediente de un fluido de tratamiento se considera "aceptable en el medio ambiente" si no se cumple ninguna de las condiciones anteriores.

[0018]El aditivo estabilizador también puede ser inherentemente biodegradable. Pruebas de cribado rigurosas, realizadas en condiciones aeróbicas, en las que se utiliza una concentración elevada de una sustancia de ensayo (del orden de 2 a 100 mg/l) para medir la biodegradación mediante parámetros no específicos como el carbono orgánico disuelto (DOC), la demanda bioquímica de oxígeno (BOD) y la producción de dióxido de carbono. Un resultado positivo en un ensayo de biodegradabilidad fácil puede considerarse indicativo de una degradación rápida y definitiva en la mayoría de los entornos, incluidas las depuradoras biológicas (ENV/JM/TG(2005)5/REV1. En las pruebas en agua dulce, un nivel de aprobación del 70 % de eliminación de DOC (OECD 301 A y OECD 301 E); 60 % de dióxido de carbono teórico ($ThCO_2$) (OECD 301 B); o 60 % de demanda teórica de oxígeno ($ThOD$) (OECD 301 C, OECD 301 D y OECD 301 F) en 28 días significa que puede considerarse que la sustancia de ensayo posee una biodegradabilidad fácil.

[0019]En general, se ha comprobado que la degradación de las sustancias químicas orgánicas en el agua de mar es más lenta que en el agua dulce, los lodos activados o los efluentes de aguas residuales; por lo tanto, un resultado positivo del ensayo de biodegradabilidad en agua de mar obtenido durante 28 días con el método de la botella cerrada (OECD 306, BODIS) o 60 días con el método del matraz agitador puede considerarse una prueba del potencial de biodegradación de una sustancia química en el medio marino (es decir, la sustancia química se considera fácilmente biodegradable). Un resultado de $> 20 \%$ de eliminación de $ThOD$ o DOC es indicativo de potencial de biodegradación primaria (denominada inherentemente biodegradable) en el medio marino; mientras que un resultado de $> 60 \%$ de eliminación de $ThOD$ o 70% de DOC es indicativo de potencial de biodegradación final en el medio marino. La prueba definitiva para validar que el aditivo es inherentemente biodegradable es la 302 B-1992 Zahn-Wellens. Una sustancia con una velocidad de biodegradación $> 20 \%$ se denomina "inherentemente biodegradable primario". Una sustancia con una velocidad de biodegradación $> 70 \%$ se denomina "inherentemente biodegradable final".

[0020]El aditivo estabilizador también puede ser biocompatible. Como se usa en la presente, "biocompatible" significa la calidad de no tener efectos tóxicos o nocivos

sobre los sistemas biológicos. Por ejemplo, si se usa un fluido de perforación en perforaciones marinas, la liberación del aditivo estabilizador en el agua no sería nocivo para la vida acuática.

[0021]La reglamentación ambiental puede ser diferente, por ejemplo, para operaciones en tierra en comparación con alta mar y por las diferentes regiones alrededor del mundo. OSPAR, que es un acuerdo cooperativo entre múltiples países que protege el entorno marino en el Océano Atlántico Noreste, ha creado una lista de químicos que la comisión del OSPAR considera que suponen poco riesgo o ningún riesgo para el medio ambiente; normalmente se la denomina lista PLONOR. De acuerdo con cualquier forma de realización, el aditivo estabilizador está hecho de sustancias que están en la lista PLONOR o contiene sustancias que no están sujetas a la sustitución según el esquema de preselección OSPAR.

[0022]Un fluido de tratamiento puede incluir un fluido base y un aditivo estabilizador.

[0023]Los métodos de tratamiento de una formación subterránea pueden incluir la introducción del fluido de tratamiento en la formación subterránea.

[0024]También debe comprenderse que el análisis de cualquiera de las formas de realización sobre el fluido de tratamiento o cualquier ingrediente en el fluido de perforación pretende aplicarse a todas las formas de realización de método y composición sin la necesidad de repetir las diversas formas de realización a lo largo de la presente. Cualquier referencia a la unidad "galones" significa galones estadounidenses.

[0025]El fluido de tratamiento puede usarse en una variedad de operaciones de petróleo o gas. El fluido de tratamiento puede ser, por ejemplo, un fluido de perforación, un fluido de terminación, un fluido espaciador, un fluido de reparación, un fluido de estimulación, un fluido de obturación, un fluido aislante, un fluido de limpieza de pozos o una composición de cemento.

[0026]El fluido de tratamiento puede ser un coloide, un fluido heterogéneo, una emulsión, o una emulsión invertida. El fluido de tratamiento incluye un fluido base. El fluido base puede incluir materiales disueltos o sólidos no disueltos. El fluido base puede incluir un líquido de hidrocarburo o una fase interna del fluido de tratamiento puede incluir un líquido de hidrocarburo. El líquido de hidrocarburo se puede seleccionar del grupo que consiste en un destilado fraccional de petróleo crudo; un derivado graso de un ácido, un éster, un éter, un alcohol, una amina, una amida, un carbonato alquilado o una imida; un hidrocarburo saturado; un hidrocarburo insaturado; un hidrocarburo ramificado; un hidrocarburo cíclico; y cualquier combinación de estos. El petróleo crudo se puede separar en destilados fraccionales en función del punto de ebullición de las fracciones en el petróleo crudo. Un ejemplo de un destilado fraccional de un petróleo crudo es aceite diésel. El hidrocarburo saturado puede ser un alcano o parafina. La parafina puede ser un isoalcano (isoparafina), un alcano lineal (parafina) o un alcano cíclico (cicloparafina). El hidrocarburo insaturado puede ser un alqueno, alquino o compuesto aromático. El alqueno puede ser un isoalqueno, alqueno lineal o alqueno cíclico. El alqueno lineal puede ser una olefina alfa lineal o una olefina interna.

[0027]El fluido de tratamiento puede incluir agua. El agua puede seleccionarse del grupo que consiste en agua dulce, agua de mar, salmuera, y cualquier combinación

de estas en cualquier proporción. El fluido de tratamiento puede incluir además una sal hidrosoluble. La sal hidrosoluble puede ser una sal monovalente o una sal divalente. La sal hidrosoluble puede seleccionarse del grupo que consiste en cloruro de sodio, bromuro de sodio, acetato de sodio, formiato de sodio, cloruro de calcio, bromuro de calcio, cloruro de potasio, bromuro de potasio, acetato de potasio, formiato de potasio, cloruro de magnesio, bromuro de zinc, formiato de cesio, y cualquier combinación de estos. El fluido de tratamiento puede tener una salinidad deseada en la fase acuosa. La salinidad en fase acuosa es un factor que muestra el nivel de actividad de sal en un fluido de perforación a base de petróleo y puede indicar la concentración de sal disuelta en el fluido. El fluido de tratamiento puede tener una salinidad en fase acuosa en el rango de 100 a 310.000 partes por millón (ppm) o superior. De acuerdo con cualquiera de las formas de realización, el fluido de tratamiento es un fluido de perforación a base de agua.

[0028] El fluido de tratamiento incluye un aditivo estabilizador. El aditivo estabilizador puede ser aceptable en el medio ambiente. El aditivo estabilizador puede ser inherente o fácilmente biodegradable. El aditivo estabilizador puede ser biocompatible. El fluido de tratamiento se puede usar en operaciones de alta mar. El fluido de tratamiento se puede usar en el Mar del Norte. Los ingredientes del fluido de tratamiento se pueden seleccionar de manera tal que el fluido de tratamiento se pueda usar en o descargarse en el Mar del Norte. El aditivo estabilizador puede estar en la lista PLONOR.

[0029] El aditivo estabilizador se puede agregar al fluido base del fluido de tratamiento en forma pura como un polvo seco. El aditivo estabilizador se puede agregar al fluido base del fluido de tratamiento en forma pura como polvo seco. El fluido de suspensión puede incluir agua o un líquido de hidrocarburo. De acuerdo con cualquiera de las formas de realización, si el aditivo estabilizador está en forma de suspensión, entonces el fluido de suspensión puede ser aceptable en el medio ambiente. A modo de ejemplo, el fluido de suspensión puede ser un éster, tal como un éster de ácidos grasos, con ejemplos no limitativos que incluyen aceites vegetales, aceites animales (pescado) o aceites de semillas. Ejemplos de aceites vegetales o de semillas incluyen, entre otros, palma, soja, tallos, girasol, olivo, y otros. El líquido de suspensión de hidrocarburo también puede ser otras sustancias que se pueden utilizar en el Mar del Norte, tal como la lecitina de soja.

[0030] El aditivo estabilizador puede ser un nanocompuesto y puede estar en forma de nanopartículas. Como se usa en la presente, el término “nanocompuesto” significa un material hecho de más de un material y que tiene un tamaño medio de partícula en una dimensión mayor en el rango de 1 a 200 nanómetros (nm). Como se usa en la presente, el término “nanopartícula” significa un material sólido que tiene diversas formas geométricas con un tamaño medio de partícula en una dimensión mayor en el rango de 1 a 200 nm. El aditivo estabilizador puede incluir materiales inorgánicos de tamaño nanométrico que incluye, entre otros, sílice amorfa o cristalina, barita, óxido de hierro, óxido de titanio, carbonato de calcio, y otros materiales. El material inorgánico puede ser aceptable para el medio ambiente o biocompatible. El material inorgánico puede seleccionarse de una lista de materiales de la lista PLONOR de sustancias que se pueden utilizar en el Mar del

Norte.

[0031] Las nanopartículas estabilizadores pueden tener una variedad de dimensiones y formas. De acuerdo con cualquiera de las formas de realización, las nanopartículas tienen una distribución de tamaño de partícula deseada. La distribución de tamaño de partícula ("PSD") indica el porcentaje de partículas de un cierto tamaño (o en cierto intervalo de tamaño) en el conjunto. La PSD también puede ser una lista de valores o una función matemática que define la cantidad relativa, normalmente en masa, de partículas presentes según el tamaño. Como se usa en la presente, la PSD se determina después de pesar las partículas en un análisis de centrifugación de disco de nanopartículas. La centrifugación de disco mide las distribuciones del tamaño de las partículas mediante sedimentación. Las partículas se depositan en un fluido bajo un campo gravitatorio según la Ley de Stokes. La velocidad de sedimentación aumenta con el cuadrado del diámetro de la partícula, por lo que las partículas que difieren en tamaño sólo en un pequeño porcentaje se sedimentan a velocidades significativamente diferentes. En la sedimentación diferencial, todas las partículas de una muestra comienzan la sedimentación como una banda fina. Si todas las partículas son del mismo tamaño, se depositan a la misma velocidad y llegan a un haz detector como la banda fina. El tiempo que se necesita para alcanzar al detector se usa para calcular el tamaño de partículas. Una amplia distribución de tamaños se separa durante la sedimentación en una banda ancha, mientras que una mezcla de tamaños estrechos se separa en bandas estrechas separadas y distintas, cada una de las cuales llega al detector en un momento diferente. A diferencia de otros métodos de medición, tal como la dispersión de luz dinámica o la difracción láser, que pueden proporcionar valores inexactos del tamaño de las partículas, la centrifugadora de discos es capaz de proporcionar resultados precisos específicos para nanopartículas con tamaños de partícula inferiores a 100 nanómetros (nm) o incluso tan pequeños como 10 nm.

[0032] La PSD puede cuantificarse en clases o fracciones de tamaño, tal como d10, d50, y d90 trazando la PSD en un gráfico. D10 significa que el 10 % de las partículas tiene un tamaño de partícula inferior a este valor. D50 significa que el 50 % de las partículas tiene un tamaño de partícula inferior a y 50 % superior a este valor. El valor d50 también se conoce como el tamaño medio de las partículas. D90 significa que el 90 % de las partículas tiene un tamaño de partícula inferior a este valor.

[0033] La PSD del aditivo estabilizador puede seleccionarse de manera tal que un fluido de tratamiento de prueba que contenga el aditivo estabilizador tenga una pérdida total de filtrado utilizando un aparato de taponamiento de permeabilidad con un disco que tenga poros de 12 micrómetros en condiciones de prueba de un diferencial de presión de 1.200 psi (8,3 megapascals) y una temperatura de 180 °F (82,2 °C) inferior a 50 mililitros (ml) y una pérdida por chorro API inferior a 5 ml. Las nanopartículas pueden tener una distribución de tamaño de partícula de un valor d10 en el rango de 20 a 45 nm, un valor d50 en el rango de 40 a 80 nm, y un valor d90 en el rango de 80 a 140 nm. Las nanopartículas pueden tener una distribución de tamaño de partícula de un valor d10 en el rango de 30 a 45 nm, un valor d50 en el rango de 50 a 80 nm, y un valor d90 en el rango de 80 a 130 nm.

[0034] La PSD de las nanopartículas también pueden seleccionarse para conferir

propiedades deseables al aditivo estabilizador. A modo de primer ejemplo, una propiedad deseable es la formación de un revoque de filtración. Por consiguiente, la PSD se puede seleccionar de manera tal que la formación del revoque de filtración ocurra durante y después de la introducción del fluido de tratamiento en la formación subterránea. La formación del revoque de filtración también puede reducir la pérdida de fluido en la formación subterránea, de manera tal que proporcione un filtrado total inferior a 50 ml y una pérdida de chorro API inferior a 5 ml en un aparato de taponamiento de permeabilidad. A modo de otro ejemplo, una propiedad deseable es la estabilización de formaciones sensibles al agua. Por consiguiente, la PSD se puede seleccionar de manera tal que la pared de un pozo de una formación sensible al agua se estabilice y se reduzcan sustancialmente o preferentemente, se eviten el desprendimiento de esquisto, la migración de presión a través de la invasión de filtrado u otros efectos adversos. La formación del revoque de filtración también puede ayudar a estabilizar la formación al reducir la penetración de agua en un fluido de tratamiento a base de agua en la formación y al reaccionar con componentes reactivos de la formación. La verdadera formación del revoque de filtración puede no producirse en formaciones subterráneas sensibles al agua. Por lo tanto, el fluido de tratamiento puede reducir la transmisión de presión a estas formaciones sensibles al agua al sellar superficies expuestas de las formaciones.

[0035] El aditivo estabilizador puede incluir una cubierta polimérica que rodea total o parcialmente las nanopartículas. Un polímero es una molécula grande compuesta de unidades repetidas, conectadas por lo general por enlaces químicos covalentes. Un polímero está hecho de monómeros. Durante la formación del polímero, algunos grupos químicos pueden perderse de cada monómero. La pieza de monómero que se incorpora en el polímero se conoce como la unidad repetida o residuo de monómero. La cadena principal del polímero es el enlace continuo entre los residuos de monómero. El polímero puede también contener grupos funcionales o cadenas laterales conectados a la cadena principal en diversas ubicaciones a lo largo de la cadena principal. La nomenclatura de polímeros suele basarse en el tipo de residuo de monómero que comprende el polímero. Un polímero formado de un tipo de residuo de monómero se denomina homopolímero. Un copolímero formado de dos o más tipos diferentes de residuo de monómero. La cantidad de unidades repetidas de un polímero se denomina longitud de cadena del polímero. La cantidad de unidades repetidas de un polímero puede variar de alrededor de 11 a más de 10,000. En un copolímero, las unidades repetidas de cada residuo de monómero pueden estar dispuestas de diversas maneras a lo largo de la cadena de polímeros. Por ejemplo, las unidades repetidas pueden ser aleatorias, alternadas, periódicas, o en bloque. Las condiciones de la reacción de polimerización pueden ajustarse para ayudar a controlar la cantidad promedio de unidades repetidas (la longitud de cadena promedio) del polímero. Como se usa en la presente, un "polímero" puede incluir un polímero reticulado. Como se usa en la presente, un "reticulante" o "agente reticulante" es una conexión entre dos o más moléculas de polímeros. Un reticulante entre dos o más moléculas de polímero puede estar formado por una interacción directa entre las moléculas de polímero o, convencionalmente, mediante el uso de un agente de reticulación que reacciona con las moléculas de polímero para unir las.

La cubierta polimérica puede o no estar unida covalentemente al núcleo. El núcleo inorgánico puede estar rodeado total o parcialmente por la cubierta polimérica mediante diversos procesos.

[0036] Un polímero tiene un peso molecular promedio, que se relaciona directamente con la longitud de cadena promedio del polímero. En el caso de un copolímero, cada monómero se repetirá una cierta cantidad de veces (cantidad de unidades repetidas). El peso molecular promedio de un copolímero puede expresarse de la siguiente manera:

$$\text{Peso molecular promedio} = (M.W.m_1 * RU m_1) + (M.W.m_2 * RU m_2) \dots$$

donde $M.W.m_1$ es el peso molecular del primer monómero; $RU m_1$ es la cantidad de unidades de repetición del primer monómero; $M.W.m_2$ es el peso molecular del segundo monómero; y $RU m_2$ es la cantidad de unidades de repetición del segundo monómero. Evidentemente, un terpolímero incluiría tres monómeros, un tetrapolímero incluiría cuatro monómeros, y así sucesivamente.

[0037] El polímero de la cubierta puede ser cualquier polímero que sea aceptable en el medio ambiente, fácil o inherentemente biodegradable, biocompatible, o que figure en la lista PLONOR de sustancias que se pueden utilizar en el Mar del Norte. Entre los ejemplos no limitativos de polímeros de la cubierta están los poliésteres, tales como ácido poliláctico, polietilenglicol o ácido poliglicólico; o poliamidas, tales como polímeros de aminoácidos (es decir, polilisina) o proteínas. Otros ejemplos incluyen carragenano, pectina, alginato, carboximetilcelulosa, guar, carboximetil hidroxipropil guar, carboximetil hidroxietil guar, xantano, diutano, carboximetilhidroxilcelulosa, almidón, carboximetil almidón, hidroxipropilalmidón, escleroglucano, goma welan, rhamzan, succinoglicano, poliglicólido, policaprolactona, succinato de polibutileno, quitosano, quitina, galactomanano, B-glucanos, xilano, mananos, alcohol polivinílico (PVA), glucomanano e inulina. También pueden utilizarse sustancias de la lista PLONOR para fabricar la cubierta polimérica, entre otras, almidón; celulosa; goma guar; hidroxietilcelulosa; hidroxipropil goma guar; lignina; lignito; polisacáridos que contengan unidades de glucosa, manosa y ácido glucurónico; carboximetilcelulosa sódica; lignosulfonato sódico; suero de leche; goma xantana; y almidón de maíz reticulado hidroxipropilado. El polímero de la cubierta puede tener un peso molecular mayor a 10.000.

[0038] La cubierta polimérica puede conferir propiedades deseables al aditivo estabilizador. Ejemplos no limitativos de tales propiedades deseables incluyen el aumento de la estabilidad térmica de las nanopartículas, la prevención de la agregación de las nanopartículas en el fluido de tratamiento, la estabilización contra los contaminantes en el fluido de tratamiento o fluido de depósito mediante la protección de la carga superficial de las nanopartículas, y la alteración de la humectabilidad del aditivo. La cubierta polimérica también puede tener propiedades adhesivas. Una cubierta pegajosa puede hacer que las nanopartículas se adhieran mejor a la pared del pozo y a otros componentes del revoque de filtración debido a la pegajosidad del aditivo estabilizador.

[0039] De acuerdo con las formas de realización donde las nanopartículas incluyen además la cubierta polimérica, las nanopartículas pueden recubrirse con la cubierta

antes de su uso. De acuerdo con otra forma de realización, las nanopartículas y el polímero pueden introducirse en la formación subterránea en el fluido de tratamiento, y el polímero puede recubrir (total o parcialmente) las *nanopartículas in situ* dentro del pozo durante la introducción del fluido de tratamiento en la formación subterránea. De acuerdo con esta otra forma de realización, el polímero se solubiliza o dispersa preferentemente en el fluido de tratamiento. A continuación, el polímero puede interactuar en el fondo del pozo con las nanopartículas para recubrir y formar la cubierta polimérica. La interacción entre el polímero y las nanopartículas puede ser una interacción no química, por ejemplo, una atracción electrostática.

[0040] El fluido de tratamiento puede tener una pérdida total de filtrado inferior a 50 mililitros, inferior a 40 ml, o inferior a 30 ml, utilizando una prueba de taponamiento de partículas con un disco que tiene poros de 12 micrómetros en condiciones de prueba de una presión diferencial de 1.200 psi (8,3 megapascals) y una temperatura de 180 °F (82,2 °C). El fluido de tratamiento también puede tener una pérdida de chorros API inferior a 5 ml en las mismas condiciones de prueba.

[0041] El aditivo estabilizador puede estar en una concentración suficiente para que el fluido de tratamiento tenga una pérdida total de filtrado inferior a 50 ml, una pérdida de chorros API inferior a 5 ml, o ambas en las mismas condiciones de prueba. El aditivo estabilizador puede estar en una concentración en el rango de 1 a 35 libras por barril (lb/bbl) (3,9 a 135,3 kilogramos por metro cúbico (kg/m³)).

[0042] Un fluido de tratamiento de prueba se puede usar para determinar el rendimiento previsto de si el fluido de tratamiento proporciona la estabilización deseada al pozo. Debe entenderse que, si bien el fluido de tratamiento puede contener otros ingredientes, es el aditivo estabilizador el principal o único responsable de proporcionar la estabilización necesaria del pozo. Por ejemplo, un "fluido de tratamiento de prueba" que consiste esencialmente en, o que consiste en, el fluido base y el aditivo estabilizador y en las mismas proporciones que el fluido de tratamiento puede tener las propiedades deseables para proporcionar estabilización. También debe entenderse que cualquier análisis relacionado con un "fluido de tratamiento de prueba" se incluya con el fin de demostrar que, aunque el fluido de tratamiento que se introduce en un pozo puede contener otros ingredientes, es el aditivo estabilizador que proporciona la estabilización del pozo deseada. Por lo tanto, aunque puede no ser posible realizar una prueba en un pozo para el fluido de tratamiento específico que se introduce, se puede formular un fluido de tratamiento de prueba para evaluarlo en un laboratorio e identificar si los ingredientes y la concentración de los ingredientes proporcionará la estabilización del pozo deseada. El fluido de tratamiento de prueba también puede incluir los otros ingredientes y en las mismas concentraciones como en el fluido de tratamiento.

[0043] Un fluido de tratamiento de prueba que consiste en el fluido base y el aditivo estabilizador que tiene una distribución de tamaño de partícula de un valor d10 en el rango de 20 a 45 nm, un valor d50 en el rango de 40 a 80 nm, y un valor d90 en el rango de 80 a 140 nm puede tener una pérdida total de filtrado de menos de 50 mililitros usando una prueba de taponamiento de partículas con un disco que tiene poros de 12 micrómetros en condiciones de prueba de un diferencial de presión de 1.200 psi (8,3 megapascals) y una temperatura de 180 °F (82,2 °C). El fluido de

tratamiento de prueba también puede tener una pérdida de chorros API inferior a 5 ml en las mismas condiciones de prueba.

[0044]El fluido de tratamiento también puede contener otros ingredientes. Los otros ingredientes pueden ser partículas insolubles, por ejemplo: carbón molido; coque de petróleo; carbonato cálcico molido; barita; ilmenita; hematites; tetróxido de manganeso; asfalteno; perlita; celofán; celulosa; material de neumático molido; concha de ostra molida; esquisto vitrificado; un material plástico; fibra de papel; madera; cemento; cemento espumado endurecido; vidrio; vidrio espumado; arena; bauxita; un material cerámico; un material polimérico (tal como acetato de vinilo etileno); un material de politetrafluoroetileno; cáscaras molidas de frutos secos, por ejemplo nueces, almendras o pacanas; cáscaras molidas de semillas, por ejemplo semillas de girasol; huesos molidos de frutas; arcilla; sílice; alúmina; carbón fumé; negro de humo; negro de humo reciclado; grafito; mica; óxido de titanio; metasilicato; silicato de calcio; caolín; talco; circonio; boro; cenizas volantes; una microesfera hueca de vidrio; cualquier partícula compuesta de las mismas; y cualquier combinación de estas. Los otros ingredientes también pueden ser ingredientes que reaccionan químicamente para formar una sustancia cementosa, por ejemplo, tierra de diatomeas, y cal; un viscosificador; un estabilizador de esquisto; un agente de ponderación; un amortiguador de pH; un emulsionante; un activador de emulsionante (por ejemplo, cal); un auxiliar de dispersión; un inhibidor de corrosión; un diluyente de emulsión; un espesante de emulsión; un agente gelificante; un tensioactivo; un agente espumante; un gas; un rompedor; un biocida; un agente quelante; un inhibidor de incrustaciones; un inhibidor de hidratos de gas, un solvente mutuo; un oxidante; un reductor; un reductor de fricción; un agente estabilizador de arcilla; un secuestrante de oxígeno; y cualquier combinación de estos. Los otros ingredientes también pueden incluir aditivos convencionales para el control de la filtración, tal como almidón, almidones reticulados modificados, carboximetilcelulosa (CMC), celulosa polianiónica (PAC), etc. Se ha descubierto que los aditivos convencionales de control de la filtración no proporcionan la misma cantidad de estabilización del pozo que el aditivo estabilizador.

[0045]El fluido de tratamiento puede tener propiedades deseables que pueden afectar la capacidad de bombeo y de suspensión del fluido. El fluido de tratamiento puede tener una viscosidad plástica en el rango de 10 a 90 centipoise (cP), o de 20 a 70 cP a una temperatura de 120 °F (48,9 °C). La viscosidad plástica también puede estar en un rango de manera tal que el fluido de tratamiento se pueda bombear. El fluido de tratamiento puede tener un punto de fluencia en el rango de 2 a 60 libras por 100 pies cuadrados (lb/100 ft²) (0,96 a 28,7 Pa) a una temperatura de 120 °F (48,9 °C). El fluido de tratamiento también puede tener un punto de fluencia en un rango de manera tal que los materiales insolubles se suspendan en el fluido base. El fluido de tratamiento puede tener una fuerza de gel de 10 seg en el rango de 1 a 30 lb/100 ft² (0,48 a 14,4 Pa) y una fuerza de gel de 10 min en el rango de 1 a 50 lb/100 ft² (0,48 a 23,9 Pa) a una temperatura de 120 °F (48,9 °C). El fluido de tratamiento puede tener una densidad en el rango de 6 a 20 libras por galón (ppg) (0,72 a 2,4 kilogramos por litro (kg/l)).

[0046]Los métodos pueden incluir mezclar el fluido base y el aditivo estabilizador

en conjunto. De acuerdo con cualquiera de las formas de realización, los métodos incluyen la etapa de introducir el fluido de tratamiento en una formación subterránea. La formación subterránea puede ser penetrada por un pozo. El pozo puede ser un pozo de producción de petróleo, gas o agua, un pozo geotérmico o un pozo de inyección. El pozo puede ser un pozo en tierra o en el mar. El pozo incluye la perforación. La formación subterránea puede ser parte de un yacimiento o estar adyacente a un yacimiento. La etapa de introducir el fluido de tratamiento puede ser un fluido de perforación con el fin de perforar el pozo. El fluido de perforación puede estar en un estado bombeable antes y durante la introducción en la formación subterránea. El pozo puede incluir un espacio anular. La etapa de introducción del fluido de tratamiento puede incluir introducir el fluido de tratamiento en una porción del espacio anular. El fluido de tratamiento puede ser un fluido espaciador, un fluido de terminación, un fluido de reparación, un fluido de estimulación, un fluido de obturación, un fluido aislante, un fluido de limpieza de pozos o una composición de cemento. Los métodos también pueden incluir introducir uno o más fluidos adicionales antes y/o después de la etapa de introducir el fluido de tratamiento.

[0047] Una forma de realización de la presente divulgación es un fluido de tratamiento que comprende un fluido base; y un aditivo estabilizador, en donde el aditivo estabilizador comprende una pluralidad de nanopartículas y una cubierta polimérica que rodea total o parcialmente la pluralidad de nanopartículas. Opcionalmente, la pluralidad de nanopartículas tiene una distribución de tamaño de partícula de un valor d10 en el rango de 20 y 45 nanómetros, un valor d50 en el rango de 40 y 80 nanómetros, y un valor d90 en el rango de 80 y 140 nanómetros. Opcionalmente, el aditivo estabilizador es aceptable en el medio ambiente. Opcionalmente, el fluido de tratamiento es un fluido de perforación. Opcionalmente, el fluido base comprende un líquido de hidrocarburo, agua, o una combinación de un líquido de hidrocarburo y agua. Opcionalmente, la pluralidad de nanopartículas están hechas de materiales inorgánicos seleccionados del grupo que consiste en sílice amorfa o cristalina, barita, óxido de hierro, óxido de titanio, carbonato cálcico y combinaciones de estos. Opcionalmente, la pluralidad de nanopartículas tiene una distribución de tamaño de partícula de un valor d10 en el rango de 30 a 45 nm, un valor d50 en el rango de 50 a 80 nm, y un valor d90 en el rango de 80 a 130 nm. Opcionalmente, el fluido de tratamiento forma un revoque de filtración en la pared del pozo de una formación subterránea o sella las superficies expuestas de la formación subterránea. Opcionalmente, la pluralidad de las nanopartículas estabiliza una formación subterránea sensible al agua. Opcionalmente, el polímero de la cubierta polimérica se selecciona entre poliésteres, poliamidas, carragenano, pectina, alginato, carboximetilcelulosa, guar, carboximetilhidroxipropil guar, carboximetilhidroxietil guar, xantano, diutano, carboximetilhidroxilcelulosa, carboximetilalmidón, hidroxipropilalmidón, escleroglucano, goma welan, rhamzan, succinoglicano, poliglicólido, policaprolactona, succinato de polibutileno, quitosano, quitina, galactomanano, B-glucanos, xilano, mananos, alcohol polivinílico (PVA), inulina, almidón, celulosa, goma guar, hidroxietilcelulosa, hidroxipropil goma guar, lignina, lignito, polisacáridos que contienen unidades de glucosa, manosa y ácido glucurónico, carboximetilcelulosa sódica, lignosulfonato sódico, suero de leche,

goma xantana o almidón de maíz reticulado hidroxipropilado. Opcionalmente, la cubierta polimérica aumenta una estabilidad térmica, altera la humectabilidad, o impide la agregación de la pluralidad de nanopartículas aceptables en el medio ambiente, o protege la pluralidad de nanopartículas aceptables en el medio ambiente contra los contaminantes del fluido de tratamiento o de un fluido de depósito. Opcionalmente, la cubierta polimérica tiene propiedades adhesivas. Opcionalmente, el fluido de tratamiento tiene una pérdida total de filtrado inferior a 50 mililitros utilizando una prueba de taponamiento de partículas con un disco que tiene poros de 12 micrómetros en condiciones de prueba de una presión diferencial de 1.200 psi (8,3 megapascals) y una temperatura de 180 °F (82,2 °C). Opcionalmente, el fluido de tratamiento tiene una pérdida de API inferior a 5 mililitros utilizando una prueba de taponamiento de partículas con un disco que tiene poros de 12 micrómetros en condiciones de prueba de una presión diferencial de 1.200 psi (8,3 megapascals) y una temperatura de 180 °F (82,2 °C). Opcionalmente, el aditivo estabilizador está en una concentración en el rango de 1 a 35 libras por barril (3,9 a 135,3 kilogramos por metro cúbico). Opcionalmente, el fluido de tratamiento comprende además otros aditivos seleccionados del grupo que consiste en carbón molido; coque de petróleo; carbonato cálcico dimensionado; barita; ilmenita; hematites; tetróxido de manganeso; asfalteno; perlita; celofán; celulosa; material de neumático molido; concha de ostra molida; esquisto vitrificado; un material plástico; fibra de papel; madera; cemento; cemento espumado endurecido; vidrio; vidrio espumado; arena; bauxita; un material cerámico; un material polimérico; un material de politetrafluoroetileno; cáscaras de frutos secos molidas; cáscaras de semillas molidas; huesos de frutas molidos; arcilla; sílice; alúmina; carbón fumé; negro de humo; negro de humo reciclado; grafito; mica; óxido de titanio; metasilicato; silicato de calcio; caolín; talco; circonio; boro; cenizas volantes; una microesfera hueca de vidrio; ingredientes que reaccionan químicamente para formar una sustancia cementosa seleccionada entre tierra de diatomeas y cal; un viscosificador; un estabilizador de esquisto; un agente de ponderación; un amortiguador de pH; un emulgente; un activador de emulgente; un auxiliar de dispersión; un inhibidor de corrosión; un diluyente de emulsión; un espesante de emulsión; un agente gelificante; un tensioactivo; un agente espumante; un gas; un rompedor; un biocida; un agente quelante; un inhibidor de incrustaciones; un inhibidor de hidratos de gas; un solvente mutuo; un oxidante; un reductor; un reductor de fricción; un agente estabilizador de arcilla; un eliminador de oxígeno; almidón; almidones reticulados modificados; carboximetilcelulosa (CMC); celulosa polianiónica (PAC); y combinaciones de estos en cualquier proporción. Opcionalmente, el fluido de tratamiento puede tener una densidad en el rango de 6 a 20 libras por galón (0,72 a 2,4 kilogramos por litro).

[0048] Otra forma de realización de la presente divulgación es un fluido de tratamiento que comprende un fluido base; y un aditivo estabilizador, en donde el aditivo estabilizador comprende una pluralidad de nanopartículas, en donde la pluralidad de nanopartículas tiene una distribución de tamaño de partícula de un valor d_{10} en el rango de 20 y 45 nanómetros, un valor d_{50} en el rango de 40 y 80 nanómetros, y un valor d_{90} en el rango de 80 y 140 nanómetros. Opcionalmente, el

aditivo estabilizador es aceptable en el medio ambiente. Opcionalmente, el fluido de tratamiento es un fluido de perforación. Opcionalmente, el fluido base comprende un líquido de hidrocarburo, agua, o una combinación de un líquido de hidrocarburo y agua. Opcionalmente, la pluralidad de nanopartículas están hechas de materiales inorgánicos seleccionados del grupo que consiste en sílice amorfa o cristalina, barita, óxido de hierro, óxido de titanio, carbonato cálcico y combinaciones de estos. Opcionalmente, la pluralidad de nanopartículas tiene una distribución de tamaño de partícula de un valor d_{10} en el rango de 30 a 45 nm, un valor d_{50} en el rango de 50 a 80 nm, y un valor d_{90} en el rango de 80 a 130 nm. Opcionalmente, el fluido de tratamiento forma un revoque de filtración en la pared del pozo de una formación subterránea o sella las superficies expuestas de la formación subterránea. Opcionalmente, la pluralidad de las nanopartículas estabiliza una formación subterránea sensible al agua. Opcionalmente, la pluralidad de nanopartículas están parcial o totalmente cubiertas por una cubierta polimérica. Opcionalmente, el polímero de la cubierta polimérica se selecciona entre poliésteres, poliamidas, carragenano, pectina, alginato, carboximetilcelulosa, guar, carboximetilhidroxipropil guar, carboximetilhidroxietil guar, xantano, diutano, carboximetilhidroxilcelulosa, carboximetilalmidón, hidroxipropilalmidón, escleroglucano, goma welan, rhamzan, succinoglicano, poliglicólido, policaprolactona, succinato de polibutileno, quitosano, quitina, galactomanano, B-glucanos, xilano, mananos, alcohol polivinílico (PVA), inulina, almidón, celulosa, goma guar, hidroxietilcelulosa, hidroxipropil goma guar, lignina, lignito, polisacáridos que contienen unidades de glucosa, manosa y ácido glucurónico, carboximetilcelulosa sódica, lignosulfonato sódico, suero de leche, goma xantana o almidón de maíz reticulado hidroxipropilado. Opcionalmente, la cubierta polimérica aumenta una estabilidad térmica, altera la humectabilidad, o impide la agregación de la pluralidad de nanopartículas aceptables en el medio ambiente, o protege la pluralidad de nanopartículas aceptables en el medio ambiente contra los contaminantes del fluido de tratamiento o de un fluido de depósito. Opcionalmente, la cubierta polimérica tiene propiedades adhesivas. Opcionalmente, el fluido de tratamiento tiene una pérdida total de filtrado inferior a 50 mililitros utilizando una prueba de taponamiento de partículas con un disco que tiene poros de 12 micrómetros en condiciones de prueba de una presión diferencial de 1.200 psi (8,3 megapascals) y una temperatura de 180 °F (82,2 °C). Opcionalmente, el fluido de tratamiento tiene una pérdida de API inferior a 5 mililitros utilizando una prueba de taponamiento de partículas con un disco que tiene poros de 12 micrómetros en condiciones de prueba de una presión diferencial de 1.200 psi (8,3 megapascals) y una temperatura de 180 °F (82,2 °C). Opcionalmente, el aditivo estabilizador está en una concentración en el rango de 1 a 35 libras por barril (3,9 a 135,3 kilogramos por metro cúbico). Opcionalmente, el fluido de tratamiento comprende además otros aditivos seleccionados del grupo que consiste en carbón molido; coque de petróleo; carbonato cálcico dimensionado; barita; ilmenita; hematites; tetróxido de manganeso; asfalto; perlita; celofán; celulosa; material de neumático molido; concha de ostra molida; esquisto vitrificado; un material plástico; fibra de papel; madera; cemento; cemento espumado endurecido; vidrio; vidrio espumado; arena; bauxita; un material cerámico; un material polimérico; un material

de politetrafluoroetileno; cáscaras de frutos secos molidas; cáscaras de semillas molidas; huesos de frutas molidos; arcilla; sílice; alúmina; carbón fumé; negro de humo; negro de humo reciclado; grafito; mica; óxido de titanio; metasilicato; silicato de calcio; caolín; talco; circonio; boro; cenizas volantes; una microesfera hueca de vidrio; ingredientes que reaccionan químicamente para formar una sustancia cementosa seleccionada entre tierra de diatomeas y cal; un viscosificador; un estabilizador de esquisto; un agente de ponderación; un amortiguador de pH; un emulgente; un activador de emulgente; un auxiliar de dispersión; un inhibidor de corrosión; un diluyente de emulsión; un espesante de emulsión; un agente gelificante; un tensioactivo; un agente espumante; un gas; un rompedor; un biocida; un agente quelante; un inhibidor de incrustaciones; un inhibidor de hidratos de gas; un solvente mutuo; un oxidante; un reductor; un reductor de fricción; un agente estabilizador de arcilla; un eliminador de oxígeno; almidón; almidones reticulados modificados; carboximetilcelulosa (CMC); celulosa polianiónica (PAC); y combinaciones de estos en cualquier proporción. Opcionalmente, el fluido de tratamiento puede tener una densidad en el rango de 6 a 20 libras por galón (0,72 a 2,4 kilogramos por litro).

[0049] Otra forma de realización de la presente divulgación es un método de tratamiento de una porción de una formación subterránea que comprende introducir un fluido de tratamiento en la formación subterránea, en donde el fluido de tratamiento comprende: un fluido base; y un aditivo estabilizador, en donde el aditivo estabilizador comprende una pluralidad de nanopartículas, y en donde la pluralidad de nanopartículas tiene una distribución de tamaño de partícula de un valor d10 en el rango de 20 a 45 nanómetros, un valor d50 en el rango de 40 a 80 nanómetros, y un valor d90 en el rango de 80 a 140 nanómetros; y causando o permitiendo que la pluralidad de nanopartículas se estabilice y reduzca la pérdida de fluido en áreas permeables de la formación subterránea. Opcionalmente, el aditivo estabilizador comprende además una cubierta polimérica que rodea total o parcialmente la pluralidad de nanopartículas. Opcionalmente, la pluralidad de nanopartículas se recubren con la cubierta polimérica antes de la introducción del fluido de tratamiento en la formación subterránea. Opcionalmente, el fluido de tratamiento comprende además un polímero, y en donde el polímero recubre total o parcialmente la pluralidad de nanopartículas in situ durante la introducción del fluido de tratamiento en la formación subterránea. Opcionalmente, el fluido de tratamiento es un fluido de perforación. Opcionalmente, el fluido base comprende un líquido de hidrocarburo, agua, o una combinación de un líquido de hidrocarburo y agua. Opcionalmente, la pluralidad de nanopartículas están hechas de materiales inorgánicos seleccionados del grupo que consiste en sílice amorfa o cristalina, barita, óxido de hierro, óxido de titanio, carbonato cálcico y combinaciones de estos. Opcionalmente, la pluralidad de nanopartículas tiene una distribución de tamaño de partícula de un valor d10 en el rango de 30 a 45 nm, un valor d50 en el rango de 50 a 80 nm, y un valor d90 en el rango de 80 a 130 nm. Opcionalmente, el fluido de tratamiento forma un revoque de filtración en la pared del pozo de una formación subterránea o sella las superficies expuestas de la formación subterránea. Opcionalmente, la pluralidad de las nanopartículas estabiliza una formación

subterránea sensible al agua. Opcionalmente, el polímero de la cubierta polimérica se selecciona entre poliésteres, poliamidas, carragenano, pectina, alginato, carboximetilcelulosa, guar, carboximetilhidroxipropil guar, carboximetilhidroxietil guar, xantano, diutano, carboximetilhidroxilcelulosa, carboximetilalmidón, hidroxipropilalmidón, escleroglucano, goma welan, rhamzan, succinoglicano, poliglicólido, policaprolactona, succinato de polibutileno, quitosano, quitina, galactomanano, B-glucanos, xilano, mananos, alcohol polivinílico (PVA), inulina, almidón, celulosa, goma guar, hidroxietilcelulosa, hidroxipropil goma guar, lignina, lignito, polisacáridos que contienen unidades de glucosa, manosa y ácido glucurónico, carboximetilcelulosa sódica, lignosulfonato sódico, suero de leche, goma xantana o almidón de maíz reticulado hidroxipropilado. Opcionalmente, la cubierta polimérica aumenta una estabilidad térmica, altera la humectabilidad, o impide la agregación de la pluralidad de nanopartículas, o protege la pluralidad de nanopartículas contra los contaminantes del fluido de tratamiento o de un fluido de depósito. Opcionalmente, la cubierta polimérica tiene propiedades adhesivas. Opcionalmente, el fluido de tratamiento tiene una pérdida total de filtrado inferior a 50 mililitros utilizando una prueba de taponamiento de partículas con un disco que tiene poros de 12 micrómetros en condiciones de prueba de una presión diferencial de 1.200 psi (8,3 megapascas) y una temperatura de 180 °F (82,2 °C). Opcionalmente, el fluido de tratamiento tiene una pérdida de API inferior a 5 mililitros utilizando una prueba de taponamiento de partículas con un disco que tiene poros de 12 micrómetros en condiciones de prueba de una presión diferencial de 1.200 psi (8,3 megapascas) y una temperatura de 180 °F (82,2 °C). Opcionalmente, el aditivo estabilizador está en una concentración en el rango de 1 a 35 libras por barril (3,9 a 135,3 kilogramos por metro cubico). Opcionalmente, el fluido de tratamiento comprende además otros aditivos seleccionados del grupo que consiste en carbón molido; coque de petróleo; carbonato cálcico dimensionado; barita; ilmenita; hematites; tetróxido de manganeso; asfalteno; perlita; celofán; celulosa; material de neumático molido; concha de ostra molida; esquisto vitrificado; un material plástico; fibra de papel; madera; cemento; cemento espumado endurecido; vidrio; vidrio espumado; arena; bauxita; un material cerámico; un material polimérico; un material de politetrafluoroetileno; cáscaras de frutos secos molidas; cáscaras de semillas molidas; huesos de frutas molidos; arcilla; sílice; alúmina; carbón fumé; negro de humo; negro de humo reciclado; grafito; mica; óxido de titanio; metasilicato; silicato de calcio; caolín; talco; circonio; boro; cenizas volantes; una microesfera hueca de vidrio; ingredientes que reaccionan químicamente para formar una sustancia cementosa seleccionada entre tierra de diatomeas y cal; un viscosificador; un estabilizador de esquisto; un agente de ponderación; un amortiguador de pH; un emulgente; un activador de emulgente; un auxiliar de dispersión; un inhibidor de corrosión; un diluyente de emulsión; un espesante de emulsión; un agente gelificante; un tensioactivo; un agente espumante; un gas; un rompedor; un biocida; un agente quelante; un inhibidor de incrustaciones; un inhibidor de hidratos de gas; un solvente mutuo; un oxidante; un reductor; un reductor de fricción; un agente estabilizador de arcilla; un eliminador de oxígeno; almidón; almidones reticulados modificados; carboximetilcelulosa (CMC); celulosa polianiónica (PAC); y

combinaciones de estos en cualquier proporción. Opcionalmente, el fluido de tratamiento puede tener una densidad en el rango de 6 a 20 libras por galón (0,72 a 2,4 kilogramos por litro). Opcionalmente, el aditivo estabilizador es aceptable en el medio ambiente.

Ejemplos

[0050] Para facilitar una mejor comprensión de las diversas formas de realización, se proporcionan los siguientes ejemplos.

[0051] Tal como se utiliza en la presente, la "prueba de taponamiento de permeabilidad" de un fluido de tratamiento de prueba se prueba utilizando un aparato de taponamiento de permeabilidad desarrollado y comercializado por instrumentos FANN®. El aparato de taponamiento de permeabilidad (PPA) es un instrumento de alta presión y alta temperatura diseñado para simular la filtración estática en el fondo del pozo. El PPA funciona a temperaturas y presiones que representan las condiciones del pozo, y el medio de filtración se coloca por encima del fluido de muestra. El medio filtrante es un disco cerámico. Estos discos simulan fielmente la estructura de la formación, proporcionando una representación más auténtica del revoque de filtración que se desarrolla realmente en la pared de la formación. Los discos cerámicos están disponibles en varios tamaños de poro.

[0052] Las pruebas de taponamiento por permeabilidad se realizaron a una temperatura y presión diferencial especificadas utilizando los procedimientos de prueba API 13B-1 o 13B-2, como se indica a continuación. La cubierta de la PPA se precalienta a la temperatura de prueba especificada. El fluido base del fluido de prueba se mezcla con cualquier ingrediente, tal como un agente de ponderación y el aditivo estabilizador, en una mezcladora de cizallamiento a revoluciones por minuto (rpm) lo suficientemente altas de manera tal que se crea un vórtice de aproximadamente 0,5 pulgadas (in) durante 5 minutos (min). A continuación, la célula de prueba PPA se presuriza hasta alcanzar la presión de prueba especificada. El fluido de prueba luego se vierte en una celda de prueba de un aparato de obturación de permeabilidad (PPA) estándar. Un disco de un tamaño apropiado y el ensamblaje de contrapresión se colocan en la celda de prueba. Se inicia un temporizador programado de 30 minutos. La válvula de filtrado se abre girándola $\frac{1}{2}$ vuelta en sentido contrarreloj para iniciar la filtración. La presión de la célula, indicada en el manómetro de la bomba, descenderá inicialmente. La bomba se acciona manualmente para mantener la presión de prueba deseada. Un minuto después de abrir la válvula y aplicar la presión deseada, se abre la válvula de drenaje en el receptor de contrapresión y se recoge el filtrado. El líquido se sigue recogiendo hasta que el depósito se seca. Luego se cierra la válvula de drenaje. El volumen de filtrado debe recogerse en incrementos de tiempo adicionales, incluso a los 7,5 minutos, hasta la conclusión de la prueba a los 30 minutos. Se aplica presión adicional a la célula para mantener una presión de prueba constante y en el receptor de contrapresión durante la duración de la prueba. El volumen recogido tras 7,5 minutos se registra como volumen de 7,5 minutos (V7,5). Transcurridos 30 minutos, se cierra la válvula de filtrado y todo el filtrado del recipiente de contrapresión se vacía en el cilindro graduado. El volumen recogido al cabo de 30 minutos se registra como "filtrado total" (V30). La pérdida por chorro de API se

calcula como dos veces el volumen de 7,5 minutos por 2 menos el filtrado total, como se muestra en la ecuación 1 a continuación.

$$\text{pérdida por chorro de API} = 2 * [(2 * V_{7,5}) - V_{30}] \quad \text{Eq. 1}$$

[0053] Se prepararon cuatro fluidos de tratamiento de prueba para evaluar diferentes distribuciones del tamaño de las partículas (PSD) de un aditivo estabilizador sobre la pérdida de fluido. El valor D50 para cada una de las cuatro diferentes PSD del aditivo estabilizador varió. El aditivo estabilizador era un aditivo de sílice ambientalmente aceptable. **Tabla 1** enumera los ingredientes y las concentraciones en libras por barril (lb/bbl) y kilogramos por metro cúbico (kg/m³) en el fluido de tratamiento de prueba.

Ingrediente	Concentración (lb/bbl)	Concentración (kg/m ³)
Agua dulce (barriles)	0,83	0,83
Goma xantana (viscosificador)	1,5	5,8
Celulosa aniónica (aditivo para el control de la pérdida de fluidos)	2,5	9,7
Soda cáustica (agente de alcalinidad)	0,3	1,2
Inhibidor de esquistos	4	15,5
Aditivo estabilizador	5	19,3
Agente de obturación	45	173,9
Asfalto modificado (aditivo de control de pérdida de fluido)	4	15,5
Barita (agente de ponderación)	170	657,1

Tabla 1

[0054] La **Figura 1** muestra los datos de pérdida de chorros API y pérdida total de filtrado en milímetros utilizando un disco cerámico con un tamaño de poro de 12 micrómetros (µm) en condiciones de prueba de una temperatura de 180 °F (82,2 °C) y un diferencial de presión de 1.200 libras de fuerza por pulgada cuadrada (psi) (8,27 megapascuales "MPa") para los cuatro fluidos diferentes. Como puede verse en la **Figura 1**, para los fluidos PSD 1 y PSD 2, que tienen un valor D50 inferior o igual a 20 nanómetros (nm), la pérdida de chorros fue superior a 20 ml y la pérdida total de filtrado fue superior a 85 ml. Sin embargo, cuando se aumentó la D50 a un valor mayor o igual a 50 nm, como se muestra para la PSD 3 y la PSD 4, no se produjo pérdida de chorros, y la pérdida total de filtrado fue inferior a 30 ml. Además, como puede observarse, un D50 de 50 nm proporcionó una pérdida total de filtrado comparable en comparación con un D50 de 70 nm, siendo el de 70 nm el que proporcionó un control marginalmente mejor de la pérdida de fluido. Esto demuestra que la PSD y el tamaño medio de partícula (D50) del aditivo estabilizador funciona muy bien por encima o igual a 50 nm y no proporciona una buena pérdida de fluido o estabilización a un D50 menor o igual a 20 nm. Extrapolando los resultados de los datos, un valor D50 de 40 nm puede proporcionar cierto control aceptable de la pérdida de fluido, pero es probable que un valor D50 de 30 nm no proporcione un control aceptable de la pérdida de fluido. Por lo tanto, existe un rango crítico de D50

que puede utilizarse para proporcionar una pérdida de fluido aceptable en una formación subterránea para estabilizar la pared de un pozo y permitir una formación excepcional de revoque de filtración.

[0055] Por lo tanto, las diversas formas de realización están bien adaptadas para lograr los fines y las ventajas mencionados, así como aquellos que son inherentes a estas. Las formas de realización particulares divulgadas anteriormente son solo ilustrativas, ya que las diversas formas de realización pueden modificarse y ponerse en práctica de maneras diferentes pero equivalentes que son evidentes para las personas del oficio de nivel medio que tienen el beneficio de las enseñanzas en la presente. Además, no se pretenden limitaciones a los detalles de construcción o diseño que se muestran en la presente, a excepción de lo que se describe en las reivindicaciones a continuación. Por lo tanto, es evidente que las formas de realización ilustrativas particulares divulgadas anteriormente pueden alterarse o modificarse y que todas tales variaciones se consideran dentro del alcance y espíritu de la presente invención.

[0056] Como se usan en la presente, los términos "comprender", "tener", "incluir", y todas las variaciones gramaticales de estos pretenden tener un significado abierto, no limitativo, que no excluye elementos o etapas adicionales. Si bien las composiciones, sistemas, y métodos se describen en términos de "que comprenden", "que contienen" o "que incluyen" diversos componentes o etapas, las composiciones, sistemas y métodos también pueden "consistir esencialmente en" o "consistir en" los diversos componentes y etapas. También debe entenderse que, como se usan en la presente, "primero", "segundo" y "tercero" se asignan de manera arbitraria y pretenden meramente diferenciar entre dos o más ingredientes, etc., según el caso, sin indicar secuencia alguna. Además, debe comprenderse que el mero uso de la palabra "primero" no requiere que exista un "segundo", y el mero uso de la palabra "segundo" no requiere que exista un "tercero", etc.

[0057] Siempre que se divulgue un rango numérico con un límite inferior y un límite superior, se divulga específicamente cualquier número y cualquier rango incluidos dentro del rango. En particular, debe entenderse que cada rango de valores (de la forma "de alrededor de a a alrededor de b", o, de manera equivalente, "de aproximadamente a a b", o, de manera equivalente, "de aproximadamente a - b") divulgado en la presente establece cada número y rango abarcados dentro del rango más amplio de valores. Asimismo, los términos de las reivindicaciones tienen su significado llano y corriente, a menos que el titular de la patente defina lo contrario de manera explícita y clara. Además, el artículo indefinido "un" o "una", como se usa en las reivindicaciones, significa, según su definición en la presente, uno o más de uno de los elementos que introduce. Si existiese conflicto alguno en los usos de una palabra o un término en esta memoria descriptiva y una o más patentes u otros documentos que se pueden incorporar en la presente por referencia, deben adoptarse las definiciones que sean consistentes con esta memoria descriptiva.