

[0001] **SISTEMA DE PERFORACIÓN DE BASE ACUOSA CON AGENTE TENSOACTIVO DISIPATIVO PARA USO EN OPERACIONES DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS DE ARENAS PETROLÍFERAS PESADAS Y ALQUITRANADAS**

[0002] **REFERENCIA CRUZADA A SOLICITUDES RELACIONADAS**

[0003] La presente solicitud reivindica prioridad de la solicitud de patente provisional estadounidense inscripción número 61/562.283, presentada el 21 de noviembre de 2011, cuyo contenido se incorpora en la presente en su totalidad.

[0004] **DECLARACIÓN CONCERNIENTE A LA INVESTIGACIÓN O DESARROLLO SUBVENCIONADO POR EL GOBIERNO FEDERAL**

[0005] No aplica.

[0006] **REFERENCIA AL ANEXO**

[0007] No aplica.

[0008] **ANTECEDENTES DE LA INVENCION**

[0009] **Campo de la invención.** Las invenciones que se divulgan y enseñan en la presente se relacionan en general con componentes de fluidos y lodos de perforaciones de pozos, y de manera más específica están relacionadas con

fluidos de perforación de base acuosa y componentes en los mismos que son adecuados para su uso en las formaciones de arenas alquitranadas/arenas petrolíferas.

[0010] **Descripción de la Técnica Relacionada**

[0011] Durante la perforación o completación de pozos en las formaciones terrestres, por lo general, se utilizan varios fluidos en el pozo por una variedad de razones. Los usos comunes para los fluidos de perforación y completación de pozos incluyen lubricación y enfriamiento de las superficies de las superficies de corte de la barrena de perforación mientras se perfora, en particular durante la terminación de pozos (perforación en una formación petrolífera focalizada), transportación de los “detritos” a la superficie, control de la presión del fluido de la formación para evitar reventones, mantenimiento de la estabilidad del pozo, limpieza del pozo, transmisión de la potencia hidráulica a la barrena de perforación y por otra parte el tratamiento del pozo o la formación.

[0012] En numerosas operaciones de perforación rotatoria, el fluido de perforación toma la forma de un “lodo”, esto es, un líquido que tiene sólidos suspendidos en el mismo. Los sólidos sirven para impartir las propiedades de reología particularmente deseables al fluido de perforación, mientras de forma simultánea se incrementa la densidad del fluido con el fin de proveer una presión hidrostática adecuada en el fondo del pozo.

[0013] Los sistemas de perforación son generalmente caracterizados como sistemas de fluidos tixotrópicos. Es decir, ellos exhiben una baja viscosidad cuando son sometidos a esfuerzo de corte, tal como cuando están en circulación (lo que ocurre durante el bombeo o contacto con la barrena de perforación en movimiento). Sin embargo, cuando la acción de esfuerzo de corte es interrumpida, el fluido debe ser susceptible de suspender los sólidos que contiene para evitar la separación por gravedad. Además, cuando el fluido de perforación está bajo condiciones de esfuerzo de corte y es casi líquido que fluye libremente, debe retener una viscosidad suficientemente elevada para transportar todo el material particulado no deseado desde el fondo del pozo hacia la superficie. La formulación del fluido de perforación debe también permitir que los detritos y otro material particulado no deseado sean removidos o de lo contrario se sedimentarán de la fracción líquida. Además, es importante que los fluidos de perforación minimicen el par de torsión, así como el arrastre que ocurre en asociación con la sarta de perforación, en particular durante la operación de perforación en sí misma.

[0014] Existe una necesidad creciente por fluidos de perforación que tengan propiedades reológicas que permitan que los pozos sean perforados a la vez que se minimiza el par de torsión y el arrastre, particularmente en las formaciones más retadoras, tal como arenas petrolíferas/ arenas alquitranadas. Las arenas petrolíferas o arenas alquitranadas, tal como son generalmente referidas, de manera más precisa conocidas con el término arenas bituminosas, son un tipo de depósito petrolífero no convencional. La arena contiene mezclas que se producen de forma natural de arena, arcilla, agua y una forma densa y extremadamente

viscosa de petróleo técnicamente referido como bitumen (o de forma coloquial “alquitrán” debido a su apariencia, olor y color similares). Las arenas petrolíferas/ alquitranadas se encuentran en grandes cantidades en muchos países en todo el mundo, pero se encuentran en cantidades extremadamente grandes tanto en Canadá como en Venezuela, con otras reservas estando localizadas en Kazajstán y Rusia. Estos tipos de formaciones a menudo tienen arenas no consolidadas y exhiben porosidad y permeabilidad altamente variadas, lo que puede ocasionar elevada fricción en una sarta de perforación durante las operaciones de perforación, lo que resulta en un par de torsión y arrastre excesivos sobre la sarta de perforación y la broca de barrena, episodios de atasco de la tubería, obstrucción de criba vibratoria, por nombrar solamente unos pocos. Por consiguiente, históricamente la mayor parte de las operaciones de perforación en las arenas petrolíferas/ alquitranadas y de manera similar las formaciones difíciles de perforar han utilizado lodos de base hidrocarburo o petróleo o han incorporado diésel o compuestos similares como lubricantes para contrarrestar los problemas concernientes a dichas formaciones. Mientras que el uso de tales lubricantes en los fluidos de perforación mejora la lubricación hasta el punto que permite la perforación de pozos en las formaciones difíciles así como también pozos desviados verticalmente (por ejemplo, pozos horizontales) en donde el par de torsión, el arrastre y el potencial para la adhesión de la tubería en la sarta de perforación son significativos, las características lubricantes de tales fluidos deben ser equilibradas con las consideraciones ambientales en el uso de dichos fluidos de base hidrocarburo.

[0015] Las invenciones que se divulgan y se enseñan en la presente están

dirigidas a fluidos de perforación y completación mejorados y sistemas para uso en las operaciones de recuperación de hidrocarburos, en donde los sistemas exhiben propiedades reológicas mejoradas, en particular cuando las operaciones de perforación se realizan en arenas petrolíferas/ alquitranadas. Se ha encontrado de manera ventajosa que el agente tensoactivo disipativo descrito en la presente actúa no solamente para bajar el coeficiente de fricción, sino también como un dispersante que genera una mezcla de fluido de perforación uniforme con propiedades de flujo mejoradas debido a sus características anti-aglomeración/ dispersivas sobre las arenas petrolíferas/ alquitranadas.

[0016] **BREVE RESUMEN DE LA INVENCION**

[0017] Se describe un fluido de perforación de base acuosa que incluye un fluido acuoso, un agente gelificante, una solución tampón alcalina y una composición de agente tensoactivo disipativo, soluble en agua que incluye por lo menos un ácido graso o derivados éster de una planta o aceite vegetal, y de manera opcional un aditivo de extrema presión, en donde el fluido de perforación de base acuosa es adecuado para su uso en la perforación de las formaciones que contienen arenas petrolíferas/alquitranadas y exhiben características de coeficiente de fricción reducido en el fluido de perforación.

[0018] De acuerdo con una primera configuración de la presente divulgación, se describe un fluido de perforación de base acuosa, el fluido de perforación comprendiendo un fluido acuoso y una composición de agente tensoactivo disipativo que comprende por lo menos un aceite vegetal graso o

ácido graso derivado de una planta, un aditivo de extrema presión y de manera opcional por lo menos un diéster o éster sintético. De acuerdo además con aspectos de la presente configuración, el aceite proveniente de plantas o vegetal graso en la composición de agente tensoactivo disipativo comprende por lo menos uno de un triglicérido, ácido ricinoleico, ácido linoleico, ácido oleico, ácido esteárico, ácido palmítico, ácido dihidroxiesteárico, ácido linolénico y ácido eicosanoico. En por lo menos un aspecto preferido de la presente configuración, el ácido graso es un ácido graso C_{14} - C_{28} . En aspectos adicionales de la presente divulgación, las plantas que son la fuente del aceite vegetal graso o ácido graso se selecciona del grupo que consiste de plantas de las especies *Brassica*, incluyendo canola y semilla de colza, soya, maíz, girasol, algodón, cacao, cártamo, palma aceitera, palma de coco, lino, ricino, maní, trigo, avena y arroz, cualquiera de los mismos puede ser producido de forma natural o transgénicos (modificados genéticamente, tal como para producir una mayor cantidad de un ácido graso específico). El fluido puede además comprender una cantidad de aditivos adicionales, opcionales conforme sea apropiado, incluyendo por lo menos uno de un agente de regulación, un aditivo para el control de la filtración y un agente gelificante.

[0019] De acuerdo incluso con otra configuración de la presente divulgación, se describe un método para el tratamiento de una perforación de pozo que se extiende en una formación subterránea, el método comprendiendo las etapas de mezclar un fluido acuoso y una composición de agente tensoactivo disipativo que comprende un aceite vegetal graso o ácido graso derivado de una planta, un aditivo de extrema presión y de manera opcional por lo menos un éster

o diéster, para formar un fluido de perforación de pozo de base acuosa y, posteriormente utilizar el fluido de perforación de pozo de base acuosa durante una operación de perforación.

[0020] Incluso en una configuración adicional de la presente divulgación, se describe un fluido de perforación de pozo, el fluido comprendiendo un fluido acuoso y una composición de agente tensoactivo disipativo que comprende por lo menos un aceite vegetal, por lo menos un aditivo de extrema presión y/o de reducción de la fricción, y de manera opcional por lo menos un éster o diéster que tiene desde 8 hasta 30 átomos de carbono. De acuerdo además con esta configuración, la composición de agente tensoactivo disipativo contiene un componente de aditivo de extrema presión que es no halogenado y contiene fósforo, azufre o ambos.

[0021] En otra configuración de la presente divulgación, se describe un método para la perforación de una formación subterránea utilizando un fluido de perforación de base acuosa, en donde el fluido de perforación está compuesto de un fluido de base acuosa y un sistema de aditivo de agente tensoactivo disipativo, en donde el sistema de agente tensoactivo disipativo comprende: un aceite de plantas o vegetal o triglicérido de aceite vegetal que se obtiene de especies de plantas que se producen de forma natural o genéticamente modificadas seleccionadas del grupo que consiste de las especies *Brassica*, *Helianthus*, *Glycine max*, *Zea mays*, *Crambe* y *Limnanthes*; y un aditivo de reducción de la fricción conteniendo fósforo o azufre o aditivo de extrema presión; y en donde el método incluye la adición de una cantidad efectiva del sistema de agente

tensoactivo disipativo para reducir de forma sustancial el coeficiente de fricción en comparación con un fluido sin el sistema de agente tensoactivo disipativo.

[0022] BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS DIVERSAS VISTAS DE LOS DIBUJOS

[0023] Las siguientes Figuras forman parte de la presente memoria descriptiva y son incluidas para demostrar ciertos aspectos de la presente invención. La invención puede ser mejor entendida con referencia a una o más de estas Figuras en combinación con la descripción detallada de las configuraciones específicas que aquí se presentan.

[0024] La Figura 1 es una imagen de las arenas petrolíferas/ alquitranadas que se utilizan en la prueba de las composiciones de la presente divulgación.

[0025] La Figura 2 es una fotografía de la composición del Ejemplo 1, con 20 lb/bbl de arenas petrolíferas/ alquitranadas, después del envejecimiento dinámico.

[0026] La Figura 3 es una fotografía de la composición del Ejemplo 2, conteniendo un agente tensoactivo disipativo de acuerdo con la presente divulgación, después del envejecimiento dinámico.

[0027] Mientras que las invenciones divulgadas en la presente son susceptibles de varias modificaciones y formas alternativas, solamente unas

pocas configuraciones específicas han sido mostradas a manera de ejemplo en los dibujos y se describen en detalle más adelante. Las Figuras y las descripciones detalladas de estas configuraciones específicas no tienen el propósito de limitar la amplitud o alcance de los conceptos inventivos de las reivindicaciones anexas en manera alguna. Más bien, las Figuras y las descripciones escritas detalladas se proveen para ilustrar los conceptos inventivos a una persona con conocimientos en la técnica y para permitir que dicha persona haga y utilice los conceptos inventivos.

[0028] **DESCRIPCIÓN DETALLADA**

[0029] Las Figuras descritas líneas antes y la descripción escrita de las estructuras y funciones específicas a continuación no se presentan para limitar el alcance de lo que los Solicitantes han inventado o el alcance de las reivindicaciones anexas. Más bien, las Figuras y la descripción escrita se proveen con el fin de enseñar a cualquier persona experta en la técnica a hacer y utilizar las invenciones para las cuales se busca la protección de la patente. Aquellas personas expertas en la técnica apreciarán que no todos los aspectos de una configuración comercial de las invenciones se describen o muestran por fines de claridad y entendimiento. Las personas expertas en la técnica también apreciarán que el desarrollo de una configuración comercial real que incorpora aspectos de las invenciones presentes requerirá numerosas decisiones específicas relacionadas con la implementación para alcanzar el objetivo fundamental del desarrollador para la configuración comercial. Dichas decisiones específicas relacionadas con la implementación pueden incluir, y probablemente no estén

limitadas al, cumplimiento de las restricciones relacionadas con los sistemas, comerciales, gubernamentales y otras restricciones, que pueden variar por la implementación específica, ubicación y de tiempo en tiempo. Mientras que los esfuerzos del desarrollador pueden ser complejos y demandar mucho tiempo en un sentido absoluto, dichos esfuerzos serán, no obstante, un compromiso ordinario para aquellas personas expertas en este arte teniendo el beneficio de la presente divulgación. Se debe entender que las invenciones que se divulgan y enseñan en la presente son susceptibles de numerosas y diversas modificaciones y formas alternativas. Por último, el uso de un término en singular, tal como, pero sin limitación a, “un” no pretende ser limitante de la cantidad de ítems. También, el uso de términos relacionales, tales como, pero sin limitación a, “parte superior”, “parte inferior”, “izquierda”, “derecha”, “superior”, “inferior”, “abajo”, “arriba”, “lateral” y similares se utilizan en la descripción escrita por fines de claridad en la referencia específica a las Figuras y no pretenden limitar el alcance de la invención ni las reivindicaciones anexas.

[0030] Los solicitantes han creado un fluido de perforación y completación de base acuosa mejorado para su uso en las operaciones de recuperación de hidrocarburos, en particular aquéllas que involucran la presencia de arenas petrolíferas/ alquitranadas, en donde el fluido de perforación y completación incluye un fluido acuoso y un medio disipativo que no perjudica el medio ambiente, opcionalmente referido en la presente como un “agente tensoactivo disipativo”, en donde el agente tensoactivo disipativo incluye por lo menos un ácido graso o aceite derivado de una planta, en particular un ácido graso o aceite derivado de un vegetal, que puede ser transgénico o no (por ejemplo, que se

produce de forma natural), y por lo menos un aditivo contra el desgaste extremo conteniendo fósforo o azufre. En particular, se ha encontrado de manera ventajosa que la inclusión de la composición de agente tensoactivo disipativo exhibe características anti-aglomeración/dispersivas en las arenas petrolíferas/alquitranadas, generando de este modo una mezcla de fluido de perforación uniforme con propiedades mejoradas de flujo del fluido y un reducido coeficiente de fricción.

[0031] Las configuraciones que se divulgan en la presente se relacionan en particular con agentes tensoactivos disipativos para su uso en las formulaciones acuosas de fluido de perforación o de perforación de pozo de base acuosa. En particular, las configuraciones que se describen en la presente se relacionan con los sistemas de tratamiento del fluido de pozos acuoso que comprenden composiciones de agente tensoactivo disipativo a su vez comprendiendo ácidos grasos y derivados éster de ácidos grasos que se encuentran en los aceites de plantas, tales como aquéllos provenientes de la familia *Brassica*. En la siguiente descripción, se establecen numerosos detalles para proporcionar un entendimiento de la presente divulgación. Sin embargo, aquellas personas expertas en la técnica deberán comprender que la presente divulgación puede ser practicada sin estos detalles y que numerosas variaciones o modificaciones de las configuraciones descritas pueden ser posibles.

[0032] En una configuración, un fluido de perforación de base acuosa comprende un fluido acuoso, una composición de agente tensoactivo disipativo, y de manera opcional por lo menos uno de un agente de regulación, una solución

tampón alcalina y un agente gelificante o viscosificante, según puede ser apropiado. La composición de agente tensoactivo disipativo puede comprender por lo menos un ácido graso o derivados de ácido graso, saturados o no saturados, de geometría *cis* o *trans* que se deriva de un aceite de plantas, de manera preferible un aceite comestible o vegetal. En otra configuración, un fluido de perforación de pozo puede comprender un fluido acuoso y una composición de agente tensoactivo disipativo, en donde la composición de agente tensoactivo disipativo comprende por lo menos un ácido graso o derivado de ácido graso, saturado o no saturado, de geometría *cis* o *trans* que se deriva de un aceite de plantas (que se produce de forma natural o transgénico), de manera preferible un aceite comestible o vegetal, en donde el ácido graso o derivado de ácido graso puede comprender ácido oleico, un éster de ácido oleico, un triglicérido o un derivado de los mismos. Una persona con conocimientos en la técnica reconocerá que los fluidos de perforación o de pozos pueden comprender también varios otros aditivos, conforme sea apropiado, incluyendo biocidas y similares.

[0033] AGENTE TENSOACTIVO DISIPATIVO A BASE DE ACEITE DE PLANTAS

[0034] De acuerdo con una configuración de la presente divulgación, un fluido de perforación (de base acuosa) acuoso exhibe características mejoradas de perforación, en particular en arenas petrolíferas/alquitranadas, el fluido comprendiendo un fluido acuoso y un sistema o composición de agente tensoactivo disipativo mezclado con el fluido acuoso, la composición de agente tensoactivo disipativo comprendiendo un aceite a base de vegetales o a base de

plantas (ya sea natural o transgénico), hidrogenado o no hidrogenado, o un triglicérido sintético derivado de dicho aceite, y por lo menos uno de un aditivo de reducción de la fricción/ de presión extrema y un diéster sintético o natural. De manera preferible, la composición de agente tensoactivo disipativo de la presente divulgación es soluble en agua o sustancialmente soluble en agua (por ejemplo, por lo menos 95% y de manera preferible por lo menos 98 a 99% soluble en agua o una solución acuosa). Además, el medio disipativo, o composición de agente tensoactivo disipativo, está presente en los fluidos de perforación o de pozos de base acuosa descritos en la presente en una cantidad en un rango desde aproximadamente 1% en vol. hasta aproximadamente 10% en vol., inclusive, incluyendo aproximadamente 2% en vol., aproximadamente 3% en vol., aproximadamente 4% en vol., aproximadamente 5% en vol., aproximadamente 6% en vol., aproximadamente 7% en vol., aproximadamente 8% en vol. y aproximadamente 9% en vol., así como también variando dentro de este rango (desde aproximadamente 2% en vol. hasta aproximadamente 8% en vol., o desde aproximadamente 3% en vol. hasta aproximadamente 6% en vol.), basado en el volumen total del sistema de fluido de perforación.

[0035] Tal como se utiliza en la presente, el término “transgénico” se refiere a una “planta transgénica”, que quiere decir una planta cuyo genoma ha sido alterado por medio de la integración estable de ADN recombinante. Una planta transgénica incluye una planta regenerada a partir de una célula de la planta transformada originalmente y progenie de plantas transgénicas de las generaciones o cruces posteriores de una planta transformada. Tal como se utiliza en la presente, “ADN recombinante” quiere decir ADN que ha sido genéticamente

manipulado y construido fuera de una célula incluyendo ADN que contiene ADN que se produce de forma natural o ADNc o ADN sintético. Las plantas transgénicas ejemplares que son adecuadas para su uso con las composiciones de la presente divulgación incluyen aquellas variedades de las especies *Brassica*, tales como las variedades de canola, que comprenden un valor de ácido oleico de 65% o mayor (por lo menos 65% de ácido oleico (C18:1) y de manera opcional menos de 3% de ácido linolénico (C18:3).

[0036] En general, el agente tensoactivo disipativo de la presente divulgación utiliza ácidos grasos de aceite de plantas o vegetal o ésteres de los mismos, glicéridos o triglicéridos (C₅- C₂₈) derivados de semillas de vegetales o plantas. Estos aceites naturales por lo general contienen ácido palmítico C₁₆ y ácidos: esteárico C₁₈, oleico, linoleico y linolénico (alfa (C18:3) y gamma (C18:3)), entre otros. La composición de agente tensoactivo disipativo puede estar compuesta desde aproximadamente 20% hasta 95% de aceite natural de plantas o un ácido graso, éster de ácido graso, triglicérido o glicérido obtenido a partir de los mismos. De manera preferible, el aceite está en la cantidad de hasta o aproximadamente 30, 40, 50, 55, 60, 65, 75, 80, 85 ó 90% de la composición de agente tensoactivo disipativo. De manera más preferible, el aceite de plantas o vegetal está incluido en el medio disipativo del fluido de tratamiento acuoso en una cantidad de hasta o aproximadamente 75% en peso o vol. de la composición. El agente tensoactivo disipativo también puede, de manera opcional comprender uno o más ésteres o diésteres, ya sea sintéticos o que se producen de forma natural, de manera preferible ésteres o diésteres que tienen desde 10 hasta 30 átomos de carbono (por ejemplo, C₁₀ – C₃₀), inclusive, en una cantidad en un

rango desde aproximadamente 10% en vol. hasta aproximadamente 50% en vol., incluyendo aproximadamente 20% en vol., 30% en vol. y 40% en vol. Finalmente, y conforme será detallado en la presente, el agente tensoactivo disipativo puede comprender uno o más aditivos de extrema presión y/o de reducción de la fricción.

[0037] En una configuración, una composición de agente tensoactivo disipativo puede incluir un derivado de aceite de plantas que se forma por medio de la reacción de por lo menos un ácido graso derivado del aceite de plantas (por ejemplo, aceite de canola o un aceite de las especies *Brassica*, *Helianthus*, *Glycine max*, *Zea mays*, *Crambe* y *Limnanthes*) con por lo menos un mono-, di-, tri- o poliol para formar un derivado éster de ácido graso. Dichos ácidos grasos que se producen de forma natural en un aceite derivado de plantas pueden incluir, pero no están limitados a, por lo menos uno de ácido ricinoleico, ácido oleico, ácido esteárico, ácido palmítico, ácido dihidroxiesteárico, ácido linoleico, ácido alfa-linolénico, ácido gamma-linolénico y ácido eicosanoico (C20:0), así como también otros ácidos grasos saturados y no saturados, así como ésteres de ácido graso. Los grupos funcionales, tales como los grupos hidroxilo (como ácido ricinoleico, ácido palmítico y ácido esteárico) y funcionalidades de olefina pueden permitir la funcionalización química posterior del ácido graso y en consecuencia el refinamiento posterior de las propiedades físicas de los compuestos. De manera adicional, los derivados éster de los ácidos grasos que se encuentran en las plantas o en los vegetales (que se producen de forma natural o transgénicos) pueden ser no tóxicos y fácilmente biodegradables, lo que suma a la conveniencia de utilizarse en las composiciones de agente tensoactivo disipativo de la presente divulgación. Los aceites vegetales adecuados para su uso en las composiciones

de agente tensoactivo disipativo de la invención incluyen, por ejemplo, y sin limitación, aceite de colza (*Brassica*), de girasol (*Helianthus*), de semilla de soya (*Glycine max*), de maíz (*Zea mays*), de col marítima (*Crambe*) y de la espuma de la pradera (*Limnanthes*). En un aspecto preferido, el aceite de canola (por lo general obtenido del género *Brassica napus* L. o *Brassica campestris* L., o una mezcla de los mismos, ya sea natural o transgénico) es preferido para su uso.

[0038] El término “glicérido” tal como se utiliza en la presente, se refiere a los glicéridos que se derivan de fuentes naturales, en particular plantas, así como también a los glicéridos que son producidos de manera sintética. Los glicéridos son ésteres de glicerol (un alcohol trihídrico) y ácidos grasos en los cuales uno o más de los grupos hidroxilo de glicerol son esterificados con los grupos carboxilo de ácidos grasos conteniendo desde aproximadamente 4 hasta aproximadamente 75 átomos de carbono y de manera preferible desde aproximadamente 6 hasta aproximadamente 24 átomos de carbono. Los ácidos grasos pueden ser ácidos monocarboxílicos saturados o no saturados, lineales, ramificados o cíclicos. Cuando tres grupos hidroxilo son esterificados, el glicérido resultante es designado como un “triglicérido”. Cuando solamente uno o dos de los grupos hidroxilo son esterificados, los productos resultantes son designados como “monoglicéridos” y “diglicéridos”, respectivamente. Los glicéridos naturales son glicéridos mixtos que comprenden triglicéridos y cantidades menores, por ejemplo, desde aproximadamente 0,1 hasta aproximadamente 40 por ciento en mol, de mono- y diglicéridos. Los glicéridos naturales incluyen, por ejemplo, aceites de coco, girasol y semilla de soya (*Glycine max*). Los glicéridos sintéticamente producidos, de acuerdo con la presente divulgación, son sintetizados por medio de

una reacción de condensación entre el glicerol y un ácido graso o mezcla de ácidos grasos conteniendo desde aproximadamente 6 hasta aproximadamente 24 átomos de carbono y obtenidos de una planta natural o transgénica o fuente vegetal. El ácido graso puede ser un ácido monocarboxílico saturado o no saturado, lineal, ramificado o cíclico o mezcla de los mismos. El ácido graso en sí mismo puede ser derivado de, por ejemplo, fuentes naturales (o transgénicas), es decir, plantas/ vegetales, tal como se sugiere líneas antes. Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a, ácidos: caproico, caprílico, cáprico, láurico, mirístico, palmítico, esteárico, araquídico, araquidónico, oleico, linoleico y alfa-, gamma- y dihomogamma- linoleico, así como las mezclas de cualquiera de los antes mencionados. Los glicéridos sintéticamente producidos contendrán desde aproximadamente 80 hasta aproximadamente 100 por ciento en mol de triglicéridos con el balance, si hubiere, representando desde aproximadamente 0 hasta aproximadamente 20 por ciento en mol de mono- y diglicéridos, presentes en la mezcla con los triglicéridos.

[0039] Tal como se indica líneas antes, el aceite, ácido graso o derivado de ácido graso útiles en la formulación de las composiciones de agente tensoactivo disipativo de la presente invención se derivan de, por ejemplo, fuentes naturales, es decir, aquéllos que se derivan de fuentes naturales tal como vegetales o plantas que se producen de forma natural; plantas y vegetales transgénicos, así como las combinaciones de los mismos. Los aceites naturales útiles en las composiciones de agente tensoactivo disipativo de la presente invención incluyen, pero no están limitados a, aceite de coco, aceite de babasú, aceite de palmiste, aceite de palma, aceite de oliva, aceite de ricino, aceite de colza, aceite de maíz,

aceite de sebo de res, aceite de ballena, aceite de girasol, aceite de semilla de algodón, aceite de linaza, aceite de tung, aceite de sebo, aceite de manteca de cerdo, aceite de maní, aceite de canola, aceite de soya, así como similares. De manera opcional, de acuerdo con aspectos seleccionados de la divulgación, el aceite puede ser aceite sintético basado en o derivado en parte de un aceite natural o transgénico, ácido graso o derivado de ácido graso. Dichos aceites sintéticos a base de material natural adecuados para su uso en la presente se refieren a productos producidos por medio de la reacción de ácidos carboxílicos con glicerol, por ejemplo, triacetato de glicerol y similares, para formar los ésteres de glicerol. Los aceites de arranque pueden contener triacilglicerol (TAG), que contienen tres cadenas de ácido graso esterificado a una fracción de glicerol y pueden ser naturales o sintéticos. Por ejemplo, los TAG tal como trioleína, trieicosenoína o trierucina se pueden utilizar como materiales de arranque. Los TAG están comercialmente disponibles de una variedad de fuentes comerciales, por ejemplo, de Aldrich Chemical Company (St. Louis, MO.) o pueden ser sintetizados utilizando las técnicas estándares, tales como, por ejemplo, de aceite de cebo que se produce de forma natural, aceite de palma, aceite de ricino, aceite de semilla de algodón, aceite de maíz, aceite de maní, aceite de colza (incluyendo aceite de canola), aceite de cártamo, aceite de sésamo, aceite de semilla de soya, aceite de girasol, aceite de oliva, aceite de coco, aceite de palmiste, aceite de babasú, aceite de canola, aceite de soya, aceites de frutos secos de cáscara dura (por ejemplo, aceite de almendra), aceites cítricos (por ejemplo, aceite de limón) y los aceites de las semillas de los miembros de la familia cítrica, aceites de los miembros de la familia *Cucurbitaceae* (jícaras, melones, calabazas y zapallos) y similares, así como también las combinaciones de dichos aceites, con aceite de

canola (naturalmente derivado o transgénico) siendo los preferidos para su uso en la presente.

[0040] Los ésteres de glicerol antes mencionados contendrán ésteres de ácido graso desde aproximadamente C_4 hasta aproximadamente C_{75} y de manera preferible contendrán desde aproximadamente C_6 hasta aproximadamente C_{28} , es decir, varias fracciones de ácido graso, la cantidad y tipo variando con la fuente del aceite. Los ácidos grasos son una clase de compuestos que contienen una cadena larga de hidrocarburos y un grupo terminal carboxilato y son caracterizados como no saturados o saturados dependiendo de si está presente un enlace doble en la cadena de hidrocarburos. Por lo tanto, un ácido graso no saturado tiene por lo menos un enlace doble en su cadena de hidrocarburos en tanto que un ácido graso saturado no tiene enlaces dobles en su cadena de ácido graso. Los ejemplos de ácidos grasos no saturados incluyen, pero no están limitados a, ácido miristoleico, ácido palmitoleico, ácido oleico, ácido linolénico y similares. Los ejemplos de ácidos grasos saturados incluyen ácido caproico, ácido caprílico, ácido cáprico, ácido láurico, ácido mirístico, ácido palmítico, ácido esteárico, ácido araquídico, ácido behénico, ácido lignocérico y similares.

[0041] La fracción de ácido puede ser suministrada en un compuesto completamente esterificado o uno que es menos que completamente esterificado, por ejemplo, triestearato de glicerilo o dilaurato de glicerilo y monooleato de glicerilo, respectivamente. Es en particular ventajoso utilizar aceites derivados de plantas, es decir, aceites vegetales como materiales de arranque, ya que ellos permiten que los productos de la reacción en la presente sean producidos en una

manera rentable. Los aceites vegetales adecuados tienen un contenido de ácidos grasos monoinsaturados de por lo menos aproximadamente 50%, basado en el contenido total de ácidos grasos, e incluyen, por ejemplo, aceite de colza (*Brassica*), de girasol (*Helianthus*), de semilla de soya (*Glycine max*), de maíz (*Zea mays*), de col marítima (*Crambe*) y de la espuma de la pradera (*Limnanthus*). El aceite de canola (por lo general obtenido del género *Brassica napus* L. o *Brassica campestris* L., o una mezcla de los mismos), que tiene menos de 2% de ácido erúico, es un aceite de colza en particular útil. Los aceites que tienen un contenido de ácidos grasos monoinsaturados de por lo menos 70% son también particularmente útiles. El contenido de ácidos grasos monoinsaturados puede estar compuesto de, por ejemplo, ácido oleico (C18:1), ácido eicosanoico (C20:1), ácido erúico (C22:1) o las combinaciones de los mismos.

[0042] Además, los ejemplos no limitativos de especies a las cuales la invención se puede aplicar incluyen las especies del género *Brassica*, *Allium* y *Beta*. En una configuración en particular ventajosa, el medio disipativo puede comprender por lo menos un aceite vegetal graso o ácido graso obtenido o derivado de las semillas de los vegetales de semillas pequeñas. Los ejemplos no limitativos de especies de las cuales se puede obtener dicho aceite vegetal graso o ácidos grasos incluyen, pero no están limitados a: *Allium cepa*; *Allium porum*; *Brassica oleracea*; *Brassica campestris*; *Brassica napus*; *Beta vulgaris* y *Daucus carota*.

[0043] En una configuración no limitativa de la invención, la composición de agente tensoactivo disipativo incluye aceite de canola natural o transgénico o un

aceite de una especie *Brassica* (que se produce de forma natural o transgénico) o la mezcla de ácidos grasos que se producen naturalmente en dicho aceite, que ha sido sometido directamente a esterificación con por lo menos un mono-, di- tri- o poliol para formar una mezcla de derivados éster de ácido graso. En otra configuración, cualquier combinación de ácidos grasos incluyendo ácido ricinoleico, ácido oleico, ácido esteárico, ácido palmítico, ácido dihidroxiesteárico, ácido linoleico, ácido linolénico o ácido eicosanoico puede ser esterificada con por lo menos un mono-, di-, tri- o poliol.

[0044] En un aspecto opcional de la divulgación, por lo menos un ácido graso derivado de aceite de canola o un aceite derivado de una especie de planta *Brassica* (natural o transgénica) puede ser hecho reaccionar con por lo menos un mono-, di-, tri- o poliol para formar un éster de ácido graso adecuado para su uso en los medios disipativos que se describen en la presente. La reacción de por lo menos un ácido graso con por lo menos un mono-, di-, tri- o poliol puede ser llevada a cabo en una manera conocida por aquellas personas expertas en la técnica. Dichas reacciones pueden incluir, pero no están limitadas a, la esterificación de Fischer (catalizada con ácidos) y transesterificación catalizada por ácidos, por ejemplo.

[0045] **ADITIVO REDUCTOR DE LA FRICCIÓN/ DE PRESIÓN EXTREMA**

[0046] En una configuración ejemplar de la invención, tal como se indica líneas antes, el agente tensoactivo disipativo útil en las composiciones de fluido acuoso de la presente divulgación, de manera preferible incluye uno o más

aditivos de extrema presión o de reducción de la presión (referidos en forma equivalente en la presente como “aditivos de extrema presión”), que pueden ser halogenados o no halogenados, y que preferiblemente son solubles en agua. De acuerdo con ciertos aspectos de la presente divulgación, el aditivo de extrema presión es un derivado de base azufre o fósforo o una combinación de compuestos conteniendo azufre y/o fósforo (por ejemplo, un tiocarbamato y un fosfato) o una combinación de dichos compuestos que es polar y estéricamente suficientemente pequeña para interactuar con la superficie metálica de una pieza del equipo de perforación (por ejemplo, la sarta de perforación, la barrena de perforación, etc.) y de manera preferible uno que es ecológicamente responsable.

[0047] El término aditivo de extrema presión “de base fósforo” quiere decir un derivado a base de fósforo de un compuesto orgánico, tal como fosfatos de amina de base fósforo o fosfatos de alcohol o alquilo de base fósforo, incluyendo sales de alquilamina o alcanolamina de ácido fosfórico, fosfatos de butilamina, fosfatos de alquilamina de cadena larga, organofosfitos, fosfatos de propanolamina u otros fosfatos de hidrocarburos y amina, incluyendo fosfatos de trietanol, monoetanol, dibutil, dimetil y monoisopropanol amina. Los derivados de base fósforo pueden ser también un éster incluyendo tioésteres o amidas de ácidos conteniendo fósforo. De manera adicional, la fracción orgánica de la cual se deriva el compuesto de fósforo puede ser un alquilo, alcohol, fenol, tiol, tiofenol o amina. Los tres residuos orgánicos del compuesto de fosfato pueden ser uno o más de éstos o combinaciones de los mismos. En aspectos seleccionados de la presente divulgación, los compuestos de grupos alquilo con 1 a 12 átomos de carbono son adecuados. Un contenido total de carbono de 2 a 12 átomos de

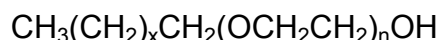
carbono es en particular adecuado. El compuesto de base fósforo puede ser un óxido de fósforo, fosfuro, fosfito, fosfato (incluyendo mono- y di-hidrógeno fosfatos), pirofosfato y tiofosfato, y puede ser halogenado (por ejemplo, conteniendo uno o más átomos de cloro) o no halogenado.

[0048] De acuerdo con aspectos seleccionados de la presente divulgación, las composiciones y sistemas de agente tensoactivo disipativo pueden incluir aditivos de extrema presión/ compuestos de reducción de la fricción que son de base acuosa o solubles en agua. Por ejemplo, los aditivos de extrema presión solubles en agua incluyen alcoholes alquílicos etoxilados, y en particular la sal de metal álcali de un éster de fosfato de un alcohol alquílico etoxilado.

[0049] El término “sal de metal álcali” tal como se utiliza en la presente se refiere a sales de litio, sodio o potasio, de manera preferible las sales de sodio o potasio.

[0050] El término “alcohol alquílico” tal como se utiliza en la presente quiere decir alcoholes alquílicos lineales o ramificados C_6 - C_{24} tales como, sin limitación, butanol, sec-butanol, isobutanol, 3-metil-1-butanol, pentanol, 2-pentanol, hexanol, 2-hexanol, 2-metil-2-pentanol, 1-heptanol, 2-heptanol, 1-octanol, 2-octanol, 2-etil-1-hexanol, 2,4,4-trimetil-1-pentanol, nonanol, 2,6-dimetil-4-heptanol, decanol, isodecanol, undecanol, dodecanol, tridecanol, pentadecanol, hexadecanol, heptadecanol, octadecanol, 2,4,4-trimetil-1-pentanol, así como similares. Los alcoholes alquílicos incluyen alcoholes alcoxilados, que incluyen alcoholes monohídricos alcoxilados, alcoholes polihídricos alcoxilados. Los alcoholes alcoxi

son generalmente producidos mediante el tratamiento de un alcohol con un exceso de un óxido de alquileo tal como óxido de etileno u óxido de propileno. Los alcoholes alquílicos ejemplares incluyen alcoholes lineales etoxilados, que pueden ser representados por la fórmula estructural general



en donde x es un número entero en un rango desde 4 a 18 (inclusive), y n es un número entero en un rango entre 1 y 11 (inclusive). Un aditivo de extrema presión conteniendo fósforo no limitativo, ejemplar, adecuado para su uso en las composiciones de la presente divulgación es una sal de fosfato de potasio de un alcohol alquílico, tal como por ejemplo la sal potásica de alfa-isodecil-omega-hidroxi-poli (oxi-1,2-etanodiol) fosfato.

[0051] El aditivo de extrema presión también puede de forma equivalente ser un derivado de base azufre tal como los ésteres grasos sulfurados, hidrocarburos sulfurados, triglicéridos sulfurados, alquil polisulfuros y combinaciones de los mismos.

[0052] La composición de agente tensoactivo disipativo adecuada para su uso con el fluido acuoso de perforación o completación puede estar compuesta desde aproximadamente 2% hasta 30% de aditivo de extrema presión en peso de la composición de fluido de perforación, o en una cantidad desde aproximadamente 0,1 hasta aproximadamente 20% en peso de la composición de agente tensoactivo disipativo. De manera preferible, el aditivo de extrema presión

está presente en una cantidad de hasta o aproximadamente 0,5, 1, 2, 3, 4, 5, 10, 15 ó 20% de la composición de agente tensoactivo disipativo. De acuerdo con aspectos seleccionados de la invención, la relación de los aceites vegetales o triglicéridos al aditivo de extrema presión sin cloro polar está en el rango desde aproximadamente 1:1,5 hasta aproximadamente 48:1, conforme sea apropiado.

[0053] **FORMULACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN/ POZO**

[0054] En una configuración de la presente divulgación, un sistema de fluido de perforación o fluido de perforación a base de agua comprende un fluido acuoso, una composición de agente tensoactivo disipativo compuesta de un aceite derivado de plantas o triglicérido tal como aceite de canola o sus componentes tal como se describe líneas antes, y un aditivo de extrema presión/reducción de la presión, y de manera opcional uno o más diésteres sintéticos que tienen desde 8 (o menos) hasta 20 átomos de carbono, el sistema de fluido acuoso conteniendo además y de manera opcional por lo menos uno de un agente densificante, un agente gelificante/ viscosificante, una solución tampón alcalina y un aditivo para el control de la filtración. Los diésteres sintéticos ejemplares adecuados para su uso en las composiciones de medio disipativo presentes incluyen, pero no están limitados a, diésteres de alquilo, isoalquilo, cicloalquilo, arilo, alquilo sustituido con arilo o alquilo con apertura de anillo, que tienen desde 8 hasta 28 átomos de carbono, o en caso distinto, 8 o menos átomos de carbono, dependiendo de las características específicas de la formulación. Dichos diésteres sintéticos son el producto de la reacción de alcoholes monohidroxi y ácidos dicarboxílicos.

[0055] En una formulación ejemplar de acuerdo con aspectos de la presente divulgación, la composición de agente tensoactivo disipativo comprende un aceite de plantas o vegetal transgénico o natural o ácido carboxílico (tal como ácido oleico o ácido ricinoleico) o un ácido graso (tal como un triglicérido) que se deriva o se obtiene de una especie de planta o vegetal que se produce de forma natural o transgénica en una cantidad en un rango desde aproximadamente 30% en peso hasta aproximadamente 85% en peso; un aditivo de extrema presión conteniendo fósforo o azufre en una cantidad en un rango desde aproximadamente 0,1% en peso hasta aproximadamente 20% en peso; un éster o diéster sintético opcional en una cantidad en un rango desde 0% en peso hasta aproximadamente 15% en peso; un polímero opcional en una cantidad en un rango desde 0% en peso hasta aproximadamente 25% en peso; y un emulsionante opcional en una cantidad en un rango desde aproximadamente 0% en peso hasta aproximadamente 30% en peso. De acuerdo con ciertos aspectos de la divulgación, la composición de agente tensoactivo disipativo ventajosamente exhibe un punto de inflamación de más de 200 °F (93 °C), y de manera preferible mayor de aproximadamente 300 °F (149 °C).

[0056] El fluido acuoso incluye sustancialmente cualquier fluido acuoso que no reaccione de forma adversa con los constituyentes del fluido de fracturamiento, la formación subterránea o los fluidos presentes en la misma. El fluido acuoso puede incluir, por ejemplo, agua dulce, salmueras naturales o salmueras artificiales, tales como soluciones de cloruro de potasio, soluciones de cloruro de sodio y similares.

[0057] El fluido acuoso del fluido de perforación de pozo puede incluir por lo menos uno de agua dulce, agua de mar, salmuera (por ejemplo, salmueras de NaCl, KCl, NaBr, KBr, CaCl₂, CaBr₂, ZnBr₂, ZnCl₂, CaCl₂ / CaBr₂ / ZnBr₂, NaCO₂H, KCO₂H y CsCO₂H), mezclas de agua y compuestos orgánicos solubles en agua, así como las mezclas de los mismos. Por ejemplo, el fluido acuoso puede ser formulado con mezclas de sales deseadas en agua dulce. Dichas sales pueden incluir, pero no están limitadas a, carboxilatos, hidróxidos o cloruros de metal alcali, por ejemplo. En varias de las configuraciones del fluido de perforación divulgado en la presente, la salmuera puede incluir agua de mar, soluciones acuosas en donde la concentración de sal es menor que aquella del agua de mar, o soluciones acuosas en donde la concentración de sal es mayor que aquella del agua de mar. Las sales que se pueden encontrar en el agua de mar incluyen, pero no están limitadas a, sodio, calcio, aluminio, magnesio, potasio, estroncio y litio, sales de cloruros, bromuros, carbonatos, yoduros, cloratos, bromatos, formiatos, nitratos, óxidos, fosfatos, sulfatos, silicatos y fluoruros. Las sales que pueden ser incorporadas en una salmuera dada incluyen cualquiera de una o más de aquellas presentes en el agua de mar natural o cualesquier otras sales orgánicas o inorgánicas disueltas. De manera adicional, las salmueras que se pueden utilizar en los fluidos de perforación divulgados en la presente pueden ser naturales o sintéticas, con las salmueras sintéticas tendiendo a ser mucho más simples en constitución. En una configuración, la densidad del fluido de perforación puede ser controlada incrementando la concentración de sal en la salmuera (hasta la saturación). En una configuración particular, una salmuera puede incluir sales de haluro o carboxilato de cationes mono- o divalentes de metales, tal como cesio,

potasio, calcio, zinc y/o sodio.

[0058] En una configuración, el sistema de fluido de perforación a base de agua de la presente divulgación puede además y de manera opcional incluir uno o más materiales o agentes densificantes. Los materiales densificantes adecuados para su uso en las composiciones de fluido divulgadas en la presente son preferiblemente materiales en fase sólida que se seleccionan del grupo que consiste de anglesita (PbSO_4), barita (BaSO_4) y otros minerales o materiales que contienen bario, calcita (CaCO_3), celestita/ celestina (SrSO_4), plomo rojo (PbCrO_4), hematita (Fe_2O_3), ilmenita (FeTiO_3), o las combinaciones de los mismos. La cantidad de dicho material agregado, si hubiere, puede depender de la densidad deseada de la composición final. Por lo general, un agente densificante es agregado para resultar en una densidad del fluido de perforación de hasta aproximadamente 24 libras por galón ($2,88 \text{ g/cm}^3$).

[0059] En otra configuración, el fluido de perforación de base acuosa puede incluir uno o más agentes gelificantes. Los agentes gelificantes adecuados para su uso en los fluidos que se divulgan en la presente pueden incluir tanto sólidos de alta gravedad como sólidos de baja gravedad, los últimos de los cuales pueden incluir sólidos activos, como arcillas, polímeros, así como las combinaciones de los mismos, y sólidos inactivos. En un aspecto no limitativo de la divulgación, el agente gelificante puede ser cualquier arcilla apropiada, incluyendo, pero sin limitación a, arcillas tipo paligorskita, tales como sepiolita, atapulgita, y las combinaciones de las mismas, arcillas de esmectita tales como hectorita, montmorillonita, caolinita, saponita, bentonita y las combinaciones de las mismas.

Tierra de Fuller, micas, tal como moscovita y flogopita, así como también arcillas sintéticas, tal como laponita. El agente gelificante también puede ser un polímero soluble en agua que se hidratará en los fluidos de tratamiento descritos en la presente al momento de la adición. Los polímeros solubles en agua adecuados que pueden ser utilizados en estos fluidos de tratamiento incluyen, pero no están limitados a, biopolímeros sintetizados tales como goma xantano, derivados de celulosa, polímeros que se producen de forma natural, y/o derivados de cualquiera de estos polímeros solubles en agua, tales como las gomas derivadas de las semillas de plantas.

[0060] Los aditivos para el control de la pérdida de fluido poliméricos que se utilizan en los fluidos de perforación y mantenimiento de pozos son los llamados polímeros solubles en agua incluyendo almidón pregelatinizado, derivados de almidón, derivados de celulosa, derivados de lignocelulosa y polímeros sintéticos. Los derivados de almidón representativos incluyen: almidones de hidroxialquilo tales como almidón de hidroxietilo, almidón de hidroxipropilo, almidón de hidroxipropilo y carboximetilo, los derivados ligeramente entrecruzados de los mismos, y similares; almidón de carboximetilo y los derivados ligeramente entrecruzados del mismo; almidones catiónicos tales como los derivados de éter aminoalquílico terciario de almidón, los derivados ligeramente entrecruzados de los mismos, y similares. Los derivados de celulosa representativos incluyen carboximetil celulosa de bajo peso molecular, y similares. Los derivados de lignocelulosa representativos incluyen las sales de metal álcali y sales de metal de tierra alcalina de ácido lignosulfónico y copolímeros de injerto de las mismas. Los polímeros sintéticos representativos incluyen copolímeros de sulfonato de vinilo y

polímeros que contienen otros monómeros de sulfonato.

[0061] De manera opcional, pero preferiblemente, las composiciones de fluido de la presente invención pueden contener un aditivo de solución tampón alcalina. La solución tampón alcalina puede ser un material particulado alcalino que tiene una baja solubilidad en agua el cual reaccionará con los ácidos para disminuir la acidez de los fluidos. Las soluciones tampón alcalinas representativas son óxido de magnesio, óxido de calcio, óxido de zinc, dolomita calcinada, hidróxido de magnesio, hidróxido de calcio, hidróxido de zinc, cal dolomítica hidratada (hidróxido de calcio/ magnesio), y similares. De acuerdo con la presente invención, los fluidos deben exhibir pH medidos en el rango desde aproximadamente 3,0 hasta aproximadamente 11,0. Las salmueras conteniendo bromuro de zinc deben tener un pH menor que aproximadamente 6,0 como es bien conocido en la técnica. Aunque los pH reales de las soluciones salinas altamente concentradas no pueden ser leídos de forma precisa utilizando un medidor de pH, los pH relativos de varias soluciones de sal altamente concentradas diferentes pueden ser comparados de forma precisa. Por lo tanto, los pH medidos de dichas soluciones altamente concentradas se convierten en un método de monitoreo confiable para la determinación de la acidez relativa de los fluidos involucrados. Los pH medidos son determinados con un medidor de pH estándar, cuyo electrodo es insertado en la solución a ser medida. Tal como se utiliza en la presente, el término “pH medido” se refiere a los pH determinados de la manera antes mencionada. Cuando es necesario ajustar el pH medido, el ajuste puede ser llevado a cabo sustancialmente en cualquier momento de acuerdo con la presente invención.

[0062] Los fluidos de la presente invención pueden contener otros aditivos funcionales para impartir propiedades específicas a los fluidos. Por consiguiente, los fluidos pueden contener materiales para la pérdida de circulación, inhibidores de la corrosión, antioxidantes, depuradores de oxígeno, agentes reductores, rompedores de polímero, inhibidores de lutitas, aditivos suplementarios para el control de la filtración, viscosificantes complementarios, emulsionantes, polímeros y similares. Además, los fluidos también pueden de manera opcional contener uno o más agentes antimicrobianos/ biocidas que tienen solubilidad en agua, en cualquier cantidad apropiada. El agente biocida adecuado, ejemplar para su uso con las composiciones y sistemas de la presente invención es BIO-KLEEN® y BioBAN™ P- 1487, ambos disponibles de The Dow Chemical Company (Midland, MI, EUA).

[0063] En una configuración, un método para el tratamiento de una perforación de pozo comprende mezclar un fluido acuoso que comprende por lo menos uno de una solución tampón alcalina, un agente gelificante y un sistema de agente tensoactivo disipativo tal como se describe en la presente. El agente tensoactivo disipativo comprende por lo menos un ácido graso o un derivado éster de por lo menos un ácido graso derivado de un aceite de plantas o vegetal, tal como aceite de canola o similar, para formar un fluido de perforación de pozo a base de agua. El fluido de la perforación de pozo a base de agua puede luego ser utilizado durante una operación de perforación. El fluido puede ser bombeado hacia el fondo del pozo a través de una sarta de perforación donde el fluido emerge a través de puertos en la barrena de perforación, por ejemplo. En una

configuración, el fluido puede ser utilizado en conjunto con cualquier operación de perforación, la cual puede incluir, por ejemplo y sin limitación, perforación vertical, perforación horizontal, perforación de alcance extendido y perforación direccional. Una persona experta en la técnica reconocerá que los lodos de perforación y los fluidos de perforación de base acuosa pueden ser preparados con una gran variedad de formulaciones. Las formulaciones específicas pueden depender del estado de la perforación de un pozo en un tiempo particular, por ejemplo, dependiendo de la profundidad y/o la composición de la formación, así como también de la temperatura de la formación. El lodo de perforación y las composiciones de fluido acuosos que se describen en la presente pueden ser adaptados para proveer lodos de perforación a base de agua mejorados bajo condiciones de temperatura y presión elevadas, tales como aquéllas que se encuentran en los pozos profundos.

[0064] **MÉTODOS DE USO**

[0065] Las composiciones descritas líneas antes son útiles para el tratamiento de los pozos de petróleo y/o gas que se sospecha que, o se sabe que, contienen arenas petrolíferas/ alquitranadas. Las composiciones útiles incluyen aquéllas que comprenden agua o un fluido de base acuosa similar, una solución tampón alcalina y un agente tensoactivo disipativo incluyendo por lo menos un ácido graso o éster de ácido graso derivado de, u obtenido de, un vegetal o una planta.

[0066] Los métodos pueden comprender la selección de un pozo de

petróleo y/o gas, y el bombeo de una de las composiciones descritas líneas antes en el pozo, o de manera alternativa la perforación de un pozo de petróleo o gas en una formación difícil, por ejemplo, arenas petrolíferas/ alquitranadas, utilizando una composición acuosa tal como se describe en la presente por lo menos como parte del fluido de perforación. Como resultado de tales métodos, la composición de agente tensoactivo disipativo dentro de la composición acuosa exhibe características anti-aglomeración/ dispersivas en las arenas petrolíferas/ alquitranadas, por consiguiente, generando una mezcla de fluido de perforación uniforme con propiedades de flujo mejoradas y un reducido coeficiente de fricción, o lubricidad.

[0067] La lubricidad de un fluido de perforación es importante para mejorar el aspecto económico de la perforación y completación de los escenarios difíciles de perforar, tales como orificios y formaciones de ángulo elevado y con un alto grado de arenas petrolíferas/ alquitranadas. La lubricidad es una medida del coeficiente de fricción entre una parte movable y una superficie en contacto con la parte. Cuanto más bajo el coeficiente de fricción, mayor la lubricidad. El coeficiente de fricción, u , es definido como la relación de la fuerza, F , que se requiere para mover un objeto en contacto con una superficie a la fuerza, W_1 , que empuja hacia abajo o que es perpendicular al objeto $u = F/W_1$. El coeficiente de fricción puede de manera alternativa y equivalente ser llamado el coeficiente de fricción, el factor de fricción o el coeficiente de lubricidad. La lubricidad de un fluido de perforación es una medida de la habilidad del lodo para disminuir las fuerzas de arrastre y el par de torsión.

[0068] De acuerdo con las configuraciones de la presente invención, las composiciones del sistema de perforación de base acuosa que comprenden una composición de agente tensoactivo disipativo sustancialmente reducen el coeficiente de fricción (e incrementan la lubricidad) en comparación con un fluido sin el sistema de agente tensoactivo disipativo. De acuerdo con algunos aspectos, las presentes composiciones pueden reducir el coeficiente de fricción de un fluido de perforación acuoso en una cantidad que está en un rango desde aproximadamente 45% hasta aproximadamente 85%, y de manera más preferible en una cantidad que está en un rango desde aproximadamente 50% hasta aproximadamente 75%, en comparación con un fluido de base acuosa que no contiene un sistema de agente tensoactivo disipativo de acuerdo con la presente invención. Los sistemas del fluido de perforación de la presente divulgación también pueden exhibir otros efectos ventajosos y sinérgicos en un sistema de perforación de recuperación de hidrocarburos, incluyendo la reducción del par de torsión y/o arrastre asociados con el uso de una barrena de perforación penetrando las formaciones subterráneas.

[0069] El bombeo puede ser realizado en un único evento de bombeo, en eventos de bombeo múltiples o como un proceso de bombeo continuo. El pozo puede ser “encerrado”, permitiendo que las composiciones entren en contacto con el pozo por un periodo de tiempo durante el cual no se realiza bombeo ni perforación adicional.

[0070] En una configuración, un método para el tratamiento de una perforación de pozo comprende mezclar un fluido acuoso comprendiendo por lo

menos uno de un agente densificante y un agente gelificante, y una composición o sistema de agente tensoactivo disipativo. El sistema de agente tensoactivo disipativo comprende por lo menos un ácido graso o derivado de ácido graso que se deriva de un aceite de plantas o vegetal (transgénico o no transgénico/ que se produce de forma natural) y un aditivo de extrema presión para formar un fluido de perforación de pozo de base acuosa, acuoso, el sistema de agente tensoactivo disipativo siendo sustancialmente (en más de 90% y de manera preferible en más de 95%) soluble en agua, opcionalmente como una emulsión. El fluido de la perforación de pozo de base acuosa puede luego ser utilizado durante una operación de perforación. El fluido puede ser bombeado hacia el fondo del pozo a través de una tubería de perforación, donde el fluido emerge a través de los puertos en la barrena de perforación, por ejemplo. En una configuración, el fluido puede ser utilizado en conjunto con cualquier operación de perforación, la cual puede incluir, por ejemplo, perforación vertical, perforación de alcance extendido y perforación direccional. De manera preferible, de acuerdo con la presente divulgación, la operación de perforación involucra arenas petrolíferas/ alquitranadas o una formación de arenas petrolíferas/ alquitranadas. Una persona experta en la técnica reconocerá que los lodos, sistemas y fluidos de perforación de base acuosa pueden ser preparados con una gran variedad de formulaciones. Las formulaciones específicas pueden depender del estado de perforación de un pozo en un tiempo particular, por ejemplo, dependiendo de la profundidad y/o la composición de la formación. Las composiciones de fluido de perforación y los sistemas que se describen líneas antes pueden ser adaptados para proveer fluidos de perforación de base acuosa mejorados bajo condiciones de temperatura y presión elevadas, tales como aquéllas que se encuentran en los pozos

profundos.

[0071] Los siguientes ejemplos se incluyen para demostrar las configuraciones preferidas de la invención. Aquellas personas expertas en la técnica apreciarán que las técnicas divulgadas en los ejemplos que siguen representan técnicas descubiertas por el inventor(es) que funcionan bien en la práctica de la invención, y por lo tanto pueden ser consideradas que constituyen los modos preferidos para su práctica. Sin embargo, aquellas personas expertas en la técnica deberán, en vista de la presente divulgación, apreciar que se pueden realizar muchos cambios en las configuraciones específicas que se divulgan e incluso obtener un resultado igual o similar sin apartarse del alcance de la invención.

[0072] **EJEMPLOS**

[0073] **Ejemplo 1: Preparación y Evaluación del Sistema de Fluido de Control**

[0074] Un sistema de fluido de control de perforación y completación se preparó mezclando 0,96 bbl (0,153 m³) de agua dulce, 4,0 lb/bbl (11412 g/m³) de Thixsal-Ultra™ (biopolímero de goma xantano y almidón derivatizado que actúa como un agente gelificante/ de control de la filtración), 4,0 lb/bbl (11412 g/m³) de FL-7 Plus® (un almidón derivatizado no iónico estabilizado que controla la pérdida de la filtración a elevada temperatura y elevada presión); 1,0 lb/bbl (2853 g/m³) de regulador de pH, (solución tampón alcalina de óxido de magnesio); 8,0 lb/bbl

(22824,1 g/m³) de Ultra Carb 2, (agente densificante de carbonato de calcio dimensionado, tamaño de partícula D-50 de 2 micrones), 30,0 lb/bbl (85590,3 g/m³) de Ultra Carb 20, (agente densificante de carbonato de calcio dimensionado, tamaño de partícula D-50 de 20 micrones), y 20,0 lb/bbl (57060,2 g/m³) de arenas petrolíferas/alquitranadas. Thixsal-Ultra™, FL-7 Plus®, Regulador de pH, Ultra Carb 2 y Ultra Carb 20 son elaborados y distribuidos por TBC-Brinadd (Houston, TX, EUA). A continuación de la mezcla, se determinaron las viscosidades a varias tasas de esfuerzo cortante, coeficientes de fricción, y filtrados a elevada presión y temperatura inicialmente después de la mezcla, y después del envejecimiento dinámico a 150 °F (65,55 °C) por 16 horas utilizando los estándares API. Los datos se presentan en las Tablas A – D.

[0075] **Ejemplo 2: Preparación y Evaluación del Sistema de Agente Tensoactivo disipativo de la Invención**

[0076] Se preparó un sistema de fluido de perforación y completación al mezclar 0,96 bbl (0,153 m³) de agua dulce, 4,0 lb/bbl (11412 g/m³) de Thixsal-Ultra™ (biopolímero de goma xantano y almidón derivatizado que actúa como un agente gelificación/ de control de la filtración), 4,0 lb/bbl (11412 g/m³) de FL-7 Plus® (un almidón derivatizado no iónico estabilizado que controla la pérdida de filtrado a elevada presión y elevada temperatura), 1,0 lb/bbl (2853 g/m³) de Regulador de pH (solución tampón alcalina de óxido de magnesio), 8,0 lb/bbl (22824,1 g/m³) de Ultra Carb 2, (agente densificante de carbonato de calcio dimensionado, tamaño de partícula D-50 de 2 micrones), 30,0 lb/bbl (85590,3 g/m³) de Ultra Carb 20, (agente densificante de carbonato de calcio dimensionado,

tamaño de partícula D-50 de 20 micrones), 20,0 lb/bbl(57060,2 g/m³) de arenas petrolíferas/alquitranadas y 3%/vol de Bio-Stable (composición de agente tensoactivo disipativo ejemplar de la presente divulgación, elaborado para su uso en la presente por ProOne Inc., Costa Mesa, CA). Thixsal-Ultra™, FL-7 Plus®, Regulador de pH, Ultra Carb 2 y Ultra Carb 20 son elaborados y distribuidos por TBC-Brinadd (Houston, TX, EUA). A continuación de la mezcla, se determinaron las viscosidades a varias tasas de esfuerzo cortante, coeficientes de fricción, y filtrados a elevada presión y temperatura inicialmente después de la mezcla, y después del envejecimiento dinámico a 150 °F (65,55 °C) por 16 horas utilizando los estándares API. Esto es, las propiedades iniciales del fluido se midieron antes de que las muestras fueran envejecidas dinámicamente (hornos rotatorios en caliente para simular las condiciones barreno abajo) en una celda presurizada (a fin de evitar la ebullición). También, se midieron las propiedades del fluido después del proceso de envejecimiento para monitorear el efecto de la temperatura a través del tiempo sobre las muestras. La temperatura de envejecimiento fue la misma que la temperatura máxima del yacimiento. Los datos se presentan en las Tablas A – D.

[0077] **Tabla A: Comparación de la Viscosidad Inicial**

Esfuerzo de Corte (seg ⁻¹)	Ejemplo 1 cP (Pa.s)	Ejemplo 2 cP (Pa.s)	Cambio %
1.022	28 (0,028)	27 (0,027)	-3,6
511	43 (0,043)	40 (0,040)	-7,0
341	56 (0,056)	48 (0,048)	-14,3
170	87 (0,087)	75 (0,075)	-13,8

10,2	701 (0,701)	551 (0,551)	-21,4
5,1	1202 (1,202)	901 (0,901)	-25,0
0,0636	43396 (43,396)	29994 (29,994)	-30,9

Todas las viscosidades fueron registradas a 76 °F (24,44 °C). Ejemplo 1 = el sistema de fluido de control; ejemplo 2 = el sistema de agente tensoactivo disipativo.

[0078] **Tabla B: Comparación de Viscosidad Envejecida Dinámica**

Esfuerzo de Corte (seg ⁻¹)	Ejemplo 1 cP (Pa.s)	Ejemplo 2 cP (Pa.s)	Cambio (%)
1.022	29 (0,029)	24 (0,024)	-17,2
511	46 (0,046)	36 (0,036)	-21,7
341	62 (0,062)	47 (0,047)	-24,2
170	99 (0,099)	72 (0,072)	-27,3
10,2	751 (0,751)	551 (0,551)	-26,6
5,1	1403 (1,403)	1002 (1,002)	-28,6
0,0636	51589 (51,589)	21495 (21,495)	-58,3

El envejecimiento dinámico se llevó a cabo a 150 °F (65,55) por 16 horas; las viscosidades se registraron a 76 °F (24,44); ejemplo 1 = el sistema de fluido de control; ejemplo 2 = el sistema de agente tensoactivo disipativo.

[0079] Los resultados de las pruebas para los Ejemplos 1 y 2 ilustran la habilidad de las composiciones que se describen en la presente para producir cambios sustanciales en la viscosidad de los sistemas de perforación y completación de pozos a través de un amplio rango de tasas de esfuerzo de corte.

La Tabla A muestra que una composición conteniendo 3%/volumen de agente tensoactivo disipativo dispersará las arenas petrolíferas/ alquitranadas (Figura 1) y reducirá la viscosidad inicial en 3,6% a 30,9%, y la viscosidad envejecida dinámica en 17,2% a 58,3% a tasas de esfuerzo de corte de 1.022 seg^{-1} y $0,0636 \text{ seg}^{-1}$, respectivamente. Los datos asociados con las muestras de fluido envejecidas dinámicas se muestran en las Figuras 2 y 3. La Figura 3 muestra la dispersión completa en el fluido dinámicamente envejecido conteniendo una composición que incluye una composición de agente tensoactivo disipativo de acuerdo con la presente invención, conforme es exhibido por el fluido sustancialmente homogéneo y uniforme sin arenas petrolíferas/alquitranadas residuales adhiriéndose a los lados del recipiente de vidrio, en comparación con el fluido no tratado mostrado en la Figura 2 que muestra las arenas petrolíferas/ alquitranadas estando no dispersadas y el fluido no tratado siendo no homogéneo.

[0080] **Tabla C: Comparación del Coeficiente de Fricción**

Muestra	Ejemplo 1	Ejemplo 2	Cambio (%)
Inicial	0,1823	0,0529	-71,0
Envejecido dinámico ¹	0,2489	0,1180	-52,6

¹Envejecido a 150 °F por 16 horas.

[0081] El sistema de fluido de control (Ejemplo 1) y el sistema de agente tensoactivo disipativo (Ejemplo 2) tanto en la etapa inicial como después del envejecimiento dinámico (150 °F (65,55 °C) por 16 horas), fueron probados en un medidor de lubricidad Baroid a 76 °F (24,44 °C). El coeficiente de lubricidad

(coeficiente de fricción) de las muestras fue calculado y registrado en la Tabla C. Los resultados en la Tabla C demuestran que una composición conteniendo 3%/vol. de agente tensoactivo disipativo reducirá el coeficiente de fricción en 71,0% en la muestra inicialmente después de mezclar, y 52,6% en la muestra que fue dinámicamente envejecida a 150 °F (65,55 °C) por 16 horas.

[0082] **Tabla D: Comparación de la Pérdida de Filtrado**

Muestra	Ejemplo 1 (mL)	Ejemplo 2 (mL)	Cambio %
Inicial	12,0	10,0	-16,7
Envejecido dinámico	8,0	7,5	-6,3

La filtración se llevó a cabo a 150 °F (65,55) y 500 psi (6894,76 Pa) por 30 minutos; el medio de filtración fue un disco de aloxita de 10 Darcy; el envejecimiento dinámico se llevó a cabo a 150 °F (65,55 °C) por 16 horas; las viscosidades se registraron a 76 °F (24,44 °C); ejemplo 1 = el sistema de fluido de control; ejemplo 2= el sistema de agente tensoactivo disipativo.

[0083] Los resultados en la Tabla D muestran que una composición conteniendo 35%/vol. de agente tensoactivo disipativo reducirá la pérdida de filtrado en 16,7% inicialmente después de mezclar, y 6,3% en la muestra que fue dinámicamente envejecida a 150 °F (65,55 °C) por 16 horas.

[0084] Otras configuraciones y configuraciones adicionales utilizando uno o

más aspectos de las invenciones descritas líneas antes pueden ser concebidas sin apartarse del espíritu de la invención de los Solicitantes. Por ejemplo, aditivos distintos de aquéllos que se mencionan en la presente pueden ser incluidos, y mejorar además los efectos de las composiciones presentes debido a un efecto sinérgico. Además, los diversos métodos y configuraciones de los métodos para la práctica de la invención pueden ser incluidos en combinación uno con el otro para producir variaciones de los métodos y las configuraciones divulgadas. La discusión de los elementos en singular puede incluir los elementos en plural y viceversa.

[0085] El orden de las etapas puede producirse en una variedad de secuencias salvo que se limite de manera específica. Las diversas etapas descritas en la presente pueden ser combinadas con otras etapas, intercaladas con las etapas indicadas y/o divididas en múltiples etapas. De manera similar, los elementos han sido descritos de forma funcional y pueden ser incorporados como componentes separados o pueden ser combinados en componentes que tienen múltiples funciones.

[0086] Las invenciones han sido descritas en el contexto de las configuraciones preferidas y otras configuraciones y no se han descrito todas las configuraciones de la invención. Modificaciones y alteraciones obvias a las configuraciones descritas están disponibles a aquellas personas con conocimientos en la técnica. Las configuraciones divulgadas y no divulgadas no pretenden limitar o restringir el alcance o aplicabilidad de la invención concebida por los Solicitantes, sino más bien, de conformidad con las leyes sobre patentes,

los Solicitantes pretenden proteger completamente todas dichas modificaciones y mejoras que se encuentren dentro del alcance o rango de equivalencias de las reivindicaciones siguientes.

COMPENDIO DE LO REVELADO

Se describe un fluido de perforación de base acuosa que incluye un fluido acuoso y una composición de agente tensoactivo disipativo soluble en agua, en donde la composición de agente tensoactivo disipativo incluye por lo menos un ácido graso o derivado éster de un aceite de plantas o vegetal. También se describen métodos para el uso de dichos fluidos de perforación de base acuosa incluyendo la composición de agente tensoactivo disipativo tal como se describe en las operaciones de recuperación de hidrocarburos asociadas con arenas petrolíferas/alquitranadas, donde dichos fluidos actúan para incrementar las cualidades dispersantes de los hidrocarburos dentro de las arenas petrolíferas/alquitranadas y donde dicho fluido exhibe un coeficiente reducido de fricción.