

RENDIMIENTO SINERGISTICO DE MEZCLAS DE AMINAS EN EL CONTROL DE LULITAS

REFERENCIA CRUZADA A LA SOLICITUD RELACIONADA

[0001] La presente solicitud reivindica prioridad de la solicitud de patente de EE.UU. No 62/863,326 presentada el 24 de junio de 2019.

DECLARACIÓN SOBRE

INVESTIGACIÓN O DESARROLLO PATROCINADO FEDERALMENTE

[0002] No aplica.

CAMPO DE LA INVENCION

[0003] La presente divulgación se relaciona generalmente con fluidos de tratamiento de pozos a base de agua y su uso. Más específicamente, la presente divulgación se relaciona con una mezcla de una amina primaria no obstruida y una segunda amina como agente estabilizador de arcilla en fluidos de tratamiento de pozos a base de agua y métodos para usar las mismas.

ANTECEDENTES

[0004] La producción de hidrocarburos a partir de formaciones subterráneas a menudo se efectúa por la presencia de arcillas y otros finos que pueden migrar y obstruir o restringir el flujo del producto de hidrocarburo. La migración de finos en una formación subterránea es a menudo el resultado del hinchamiento de la arcilla, la disolución de la sal y/o la alteración de los finos por la introducción de fluidos que son extraños a la formación. Normalmente, dichos fluidos extraños (por ejemplo, fluido de perforación, fluido de fracturamiento o fluido estabilizador) se introducen en la formación con el propósito de completar y/o tratar la formación para estimular la producción de hidrocarburos al, por ejemplo, perforar, fracturar, acidificar o estabilizar el pozo.

[0005] Los intentos de disminuir los efectos dañinos provocados por la introducción del fluido extraño y el hinchamiento y la migración de los componentes de las formaciones han incluido la adición de uno o más inhibidores de hidratación de lutitas y/o agentes estabilizadores en dichos fluidos extraños. Estos funcionan sobre el principio de la sustitución de una especie catiónica en la red de arcilla por un ion de sodio. La especie catiónica se selecciona generalmente de modo que su radio de hidratación sea menor que el del ion de sodio. Se cree que las moléculas de los inhibidores de hidratación de lutitas y/o agentes estabilizadores compiten con las moléculas de agua por los sitios reactivos. Por tanto, la posibilidad de hinchamiento y migración se minimiza tras su contacto con la formación. Como resultado, se disminuye la probabilidad de desintegración de la formación y se inhibe la hinchazón.

[0006] El cloruro de potasio se ha utilizado ampliamente como inhibidor de lutita/estabilizador de arcilla. En los métodos de estimulación, el cloruro de potasio se ha utilizado a menudo como prelavado y/o se añade a los métodos de estimulación acuosa para convertir la arcilla en una forma menos hinchable. Si bien tales sales disminuyen la reducción de la permeabilidad de la formación, a menudo son perjudiciales para el rendimiento de otros constituyentes del fluido extraño. Por ejemplo, normalmente se requiere una alta concentración de tales sales para la estabilización de la arcilla (comúnmente 6 %). Dichas sales producen además altos niveles de cloruro que no son aceptables a nivel ambiental. Otros inhibidores de hidratación de lutita/agentes estabilizadores de arcilla conocidos, que se han utilizado incluyen, por ejemplo:

WO 98/55733 que divulga el uso de al menos una amina orgánica seleccionada de una diamina primaria con una longitud de cadena de menos de 8 átomos de carbono

y una alquilamina primaria con una longitud de cadena de menos de 4 átomos de carbono;

WO 05/058986 que enseña el uso de una sal de amina de una imida de un polímero de anhídrido maleico;

WO 06/013595 que divulga aductos de carboximetilcelulosa y una amina orgánica como inhibidores de lutitas sólidas;

WO 06/013597 que enseña el uso de 0,2-5 % en peso de 1,2-diaminociclohexano para inhibir el hinchamiento de la arcilla;

WO 06/136031 que enseña el uso de sales de amina que tienen diferentes pesos moleculares para poder transportarse en microporos, mesoporos y macroporos en la formación y efectuar intercambio catiónico en las mismas;

WO 10/040223 que divulga el uso de compuestos de diamina bis-tensioactivos para reducir el hinchamiento de la arcilla mientras se realiza la perforación;

Patente de EE.UU. No. 4.719.021 que enseña la incorporación de un complejo de guanidina/metal polivalente en un fluido de perforación para estabilizar la arcilla coloidal;

Patente de EE.UU. No. 6.831.043 y 6.857.485 que enseñan el uso de poliéter aminas como agentes inhibidores de hidratación de lutita;

Patente de EE.UU. No. 7.192.907 que divulga compuestos cuaternarios como agentes encapsulantes de lutita para inhibir al menos parcialmente el hinchamiento y ayudar en la acción de los inhibidores de lutita convencionales;

Patente de EE.UU. No. 7.514.392 que enseña el uso de derivados de bis-ciclohexilamina como inhibidores de hidratación de lutita;

Patente de EE.UU. No. 7,939,473 que divulga hidroxialquilalquilaminas monocuaternarias o aminas poli(trihidroxialquilalquilcuaternarias) como aditivos para reducir el hinchamiento de arcilla en pozos;

Patente de EE.UU. No. 8.026.198 que enseña el uso de derivados de propilamina, dendrímeros de poli(propilenimina) hidrogenados y dendrímeros gemelos de poliamina como inhibidores de hidratación de lutita;

Patente de EE.UU. No. 9.574.126 que enseña el uso de glicol éter aminas como inhibidores de lutitas arcillosas;

Patente de EE.UU. No. 9,719,007 que divulga una composición acuosa que comprende un inhibidor de arcilla que consiste en un compuesto de fórmula $R_1\text{-NH-R-(OR)}_x\text{-NH-R}_1$ donde R es etilo o propilo y R_1 es un grupo alquilo $C_1\text{-C}_6$ y ponderación material;

Publicación de solicitud de patente de EE.UU. No. 2016/0208158 que divulga un fluido de perforación a base de agua que contiene 45-95 % en peso de trietilentetramina y 5-50% en peso de aminoetilpiperazina; y

Publicación de solicitud de patente de EE.UU. No. US 2017/0145282 que divulga un estabilizador de arcilla que tiene la fórmula $Y\text{-R}^1\text{-(O-R}^2\text{)}_x\text{-Y}$ donde R^1 y R^2 son grupos hidrocarbilo $C_1\text{-C}_{20}$ sustituidos o no sustituidos y al menos un Y tiene que ser un grupo amino sustituido, un grupo amonio sustituido o no sustituido, un grupo óxido de amina sustituido o no sustituido o un grupo nitro.

[0007] Existe una necesidad continua para el desarrollo de inhibidores de hidratación de lutitas/agentes estabilizadores de arcilla mejorados que representen una pequeña amenaza para el medio ambiente al eliminar sustancialmente todos los cloruros, y que sean al menos tan efectivos como los inhibidores de hidratación de lutitas/agentes estabilizadores de arcilla del arte previo más efectivos.

RESUMEN DE LA INVENCION

[0008] La presente divulgación proporciona un fluido de tratamiento de pozo a base de agua que es capaz de ser utilizado en un fluido de fondo de pozo que se introduce en una formación subterránea que contiene materiales subterráneos de arcilla, tales materiales subterráneos que tienen una tendencia a exhibir hinchamiento y/o migración tras la exposición al agua. El fluido de tratamiento de pozo a base de agua contiene generalmente una fase acuosa continua, un agente estabilizador de arcilla que incluye menos del 20 % en peso de una amina primaria no obstruida y una segunda amina.

[0009] Según otra realización, se proporciona un método para inhibir el hinchamiento y/o la migración de materiales subterráneos de arcilla encontrados durante la perforación de una formación subterránea. El método incluye hacer circular en la formación subterránea el fluido de tratamiento de pozo a base de agua de la presente divulgación.

[0010] En otra realización, se proporciona un método para extraer petróleo de una formación subterránea que contiene petróleo que incluye los pasos de proporcionar a través de un primer pozo, un fluido de tratamiento de pozo a base de agua presurizado de la presente divulgación y recuperar petróleo de la formación subterránea a través de un segundo pozo.

[0011] En otra realización, se proporciona un sistema que comprende una formación subterránea y el fluido de tratamiento de pozo a base de agua de la presente divulgación.

DESCRIPCION DETALLADA

[0012] La presente divulgación se dirige generalmente a un fluido de tratamiento de pozo a base de agua para su uso en el tratamiento de una formación subterránea que comprende: (i) una fase acuosa continua; y (ii) un agente estabilizador de arcilla que incluye (a) menos del 20 % en peso, con base en el peso total del agente estabilizador

de arcilla, de una amina primaria no obstruida y (b) una segunda amina. Se ha descubierto sorprendentemente que esta mezcla particular de aminas proporciona rendimientos como inhibidores de arcilla/lutita que son notablemente mejores que los pronosticados a partir de un promedio ponderado de los rendimientos de las aminas individuales.

[0013] Los siguientes términos tendrán los siguientes significados:

[0014] El término “que comprende” y sus derivados no pretenden excluir la presencia de ningún componente, paso o procedimiento adicional, se divulgue o no en el presente documento. Para evitar cualquier duda, todas las composiciones reivindicadas en el presente documento mediante el uso del término “que comprende” pueden incluir cualquier aditivo, adyuvante o compuesto adicional, a menos que se indique lo contrario. En contraste, el término “que consiste esencialmente en” si aparece aquí, excluye del alcance de cualquier recitación subsiguiente cualquier otro componente, paso o procedimiento, excepto aquellos que no son esenciales para la operatividad y el término “que consiste en”, si se usa, excluye cualquier componente, paso o procedimiento que no esté específicamente delineado o listado. El término “o”, a menos que se indique lo contrario, se refiere a los elementos enumerados de manera individual, así como en cualquier combinación.

[0015] El término “amina primaria no obstruida” significa un compuesto en el que el átomo o átomos de carbono adyacentes al nitrógeno del grupo o grupos de amina primaria sólo tienen átomos de hidrógeno unidos al mismo.

[0016] Los artículos “un” y “una” se utilizan en este documento para hacer referencia a uno o más de uno (es decir, al menos uno) de los objetos gramaticales del artículo. A modo de ejemplo, “una amina primaria no obstruida” significa una amina primaria no obstruida o más de una amina primaria no obstruida. Las frases “en una realización”,

“según una realización” y similares generalmente significan que la característica, estructura o característica particular que sigue a la frase está incluida en al menos una realización de la presente divulgación y puede estar incluida en más de una realización de la presente divulgación. Es importante destacar que estas frases no necesariamente se refieren al mismo aspecto. Si la especificación establece que un componente o característica “puede” o “podría” estar incluido o tener una característica, no es necesario que ese componente o característica en particular esté incluido o tenga la característica.

[0017] El término “aproximadamente” como se usa en este documento puede permitir un grado de variabilidad en un valor o rango, por ejemplo, puede estar dentro del 10 %, dentro del 5 % o dentro del 1 % de un valor establecido o de un límite establecido de un rango.

[0018] Los valores expresados en un formato de rango deben interpretarse de manera flexible para incluir no solo los valores numéricos expresados explícitamente como los límites del rango, sino también para incluir todos los valores numéricos individuales o subrangos incluidos dentro de ese rango como si cada valor numérico y subrango se recitara explícitamente. Por ejemplo, un rango como de 1 a 6, debe considerarse que tiene subrangos específicamente descritos, como, de 1 a 3, de 2 a 4, de 3 a 6, etc., así como números individuales dentro de ese rango, por ejemplo, 1, 2, 3, 4, 5 y 6. Esto se aplica independientemente de la amplitud del rango.

[0019] Los términos “preferido” y “preferiblemente” se refieren a realizaciones que pueden proporcionar ciertos beneficios, bajo ciertas circunstancias. Sin embargo, también se pueden preferir otras realizaciones, bajo la misma u otras circunstancias. Además, la enumeración de una o más realizaciones preferidas no implica que otras

realizaciones no sean útiles y no pretende excluir otras realizaciones del alcance de la presente divulgación.

[0020] El término “sustancialmente libre” se refiere a una composición en la que un compuesto o fracción particular está presente en una cantidad que no tiene ningún efecto material sobre la composición. En algunas realizaciones, “sustancialmente libre” puede referirse a una composición en la que el compuesto o fracción particular está presente en la composición en una cantidad de menos del 2 % en peso, o menos del 1 % en peso, o menos del 0,5 % en peso, o menos del 0,1 % en peso, o menos del 0,05 % en peso, o incluso menos del 0,01 % en peso con base en el peso total de la composición, o que no hay ninguna cantidad de ese compuesto o fracción particular presente en la respectiva composición.

[0021] Cuando los grupos sustituyentes se especifican mediante su fórmula química convencional, escrita de izquierda a derecha, abarcan igualmente los sustituyentes químicamente idénticos que resultarían de escribir la estructura de derecha a izquierda, por ejemplo, $\text{-CH}_2\text{O-}$ es equivalente a $\text{-OCH}_2\text{-}$.

[0022] El término “alifático” o “grupo alifático”, como se usa en este documento, denota una fracción hidrocarbonada que es de cadena lineal (es decir, no ramificada) o cíclica (incluido policíclico condensado, puente y espiro-fusionado) y puede estar completamente saturada o puede contener una o más unidades de insaturación, pero que no es aromática.

[0023] El término “fase acuosa continua” como se usa en este documento se refiere a un medio líquido compuesto en gran parte, pero no necesariamente exclusivamente, de agua, tal como al menos 50 % en peso de agua, o al menos 60 % en peso de agua, o al menos 70 % en peso de agua, o al menos 80 % en peso de agua, o al menos 90 % en

peso de agua o al menos 95 % en peso de agua. Pueden estar presentes otros componentes, como sales, codisolventes, tampones, etc.

[0024] La frase “formación subterránea” abarca tanto las áreas debajo de la tierra expuesta como las áreas debajo de la tierra cubiertas por agua, como un océano o agua potable. El término “materiales subterráneos de arcilla” incluye arena y/o arcillas que se hinchan, dispersan, desintegran o bien se rompen, demostrando así un aumento en el volumen a granel, en presencia de fluidos acuosos y extraños de tratamiento de pozo, tales como fluidos de perforación, fluidos de estimulación, fluidos de empaque de grava, etc. El término también incluye aquellas arenas y/o arcillas que se dispersan, desintegran o bien se rompen sin hincharse realmente. Por ejemplo, las arcillas que, en presencia de fluidos acuosos y extraños de tratamiento de pozo, se expandan y puedan romperse al no consolidarse, produciendo así partículas que migran a un pozo se incluirán también en el término.

[0025] El término “opcional” u “opcionalmente” significa que el evento o circunstancia descrito posteriormente puede ocurrir o no, y que la descripción incluye casos en los que dicho evento o circunstancia ocurre y casos en los que no.

[0026] Según diversas realizaciones, el agente estabilizador de arcilla de la presente divulgación puede comprender, consistir esencialmente en o consistir en una mezcla sinérgica de aminas que se puede usar en fluidos de tratamiento de pozo a base de agua. En particular, la mezcla de aminas funciona significativamente mejor que la predicha a partir de un promedio ponderado de los rendimientos de las aminas individuales.

[0027] Además, el fluido de tratamiento de pozo a base de agua que contiene el agente estabilizador de arcilla es capaz de reducir o eliminar sustancialmente el daño a una formación subterránea causado por materiales subterráneos de arcilla hinchable y/o migratoria. La presencia del agente estabilizador de arcilla elimina o reduce la

tendencia de los materiales subterráneos de arcilla a hincharse y/o desintegrarse/migrar al entrar en contacto con el fluido de tratamiento de pozo a base de agua. Tal inhibición y/o migración puede ser temporal o sustancialmente permanente dependiendo de la cantidad de fluido de tratamiento de pozo a base de agua que se utiliza para tratar la formación subterránea. Por tanto, otra ventaja de usar el agente estabilizador de arcilla descrito se evidencia por su capacidad para proporcionar una estabilización permanente de la arcilla. Los estabilizadores de arcilla temporales son materiales que protegen la formación subterránea solo durante el tratamiento de la formación con el fluido de tratamiento de pozo a base de agua. La migración de fluidos naturales sobre la formación subterránea con el tiempo desplaza los cationes extraños, revirtiendo así la arcilla a su forma natural de hinchamiento. Por el contrario, los estabilizadores de arcilla permanentes minimizan tal hinchazón cuando las arcillas se exponen a fluidos naturales a lo largo del tiempo sin la necesidad de una adición continua del fluido de tratamiento de pozo a base de agua.

[0028] Además de inhibir el hinchamiento y/o la migración, los agentes estabilizadores de arcilla descritos en este documento también logran otros beneficios. Por ejemplo, los agentes estabilizadores de arcilla pueden ser térmicamente estables, toxicológicamente más seguros y tener mejores propiedades de manipulación. Por lo tanto, los agentes estabilizadores de arcilla se pueden utilizar ampliamente en operaciones de perforación en tierra, así como en operaciones de perforación en alta mar.

[0029] Por tanto, de acuerdo con una realización, se proporciona un fluido de tratamiento de pozo a base de agua para el tratamiento de una formación subterránea que comprende:

(A) una fase acuosa continua y

(B) un agente estabilizador de arcilla que incluye:

(a) aproximadamente 0,001 % en peso a aproximadamente 20 % en peso, con base en el peso total del agente estabilizador de arcilla, de una amina primaria no obstruida seleccionada de: (i) un compuesto que tiene una fórmula

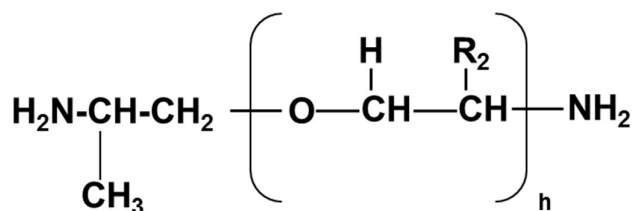


donde R_1 y R_2 son independientemente $-NH_2$ o metilo con la condición de que al menos uno de R_1 o R_2 sea $-NH_2$; A y B se eligen independientemente entre un grupo óxido de etileno, óxido de propileno y óxido de butileno; m, n y p son independientemente un número entero que varía de 0 a 10 con la condición de que $m+n+p$ sea al menos 1; y x e y son independientemente un número entero de 0 o 5 con la condición de que $x+y$ sea al menos 1; (ii) un compuesto que tiene un peso molecular de menos de 600 g/mol y una fórmula:



donde R_3 es un grupo alifático que tiene al menos 4 átomos de carbono a 30 átomos de carbono y a es 2 o 3; y (iii) una mezcla de los mismos; y

(b) una segunda amina seleccionada de: (i) una alcanolamina; (ii) una polialquilenamina seleccionada de una polietilenamina, una polipropilenamina y una mezcla de las mismas; (iii) un compuesto que tiene una fórmula $R_4-(CH_2)_d-NH_2$ donde R_4 es un grupo piperazino o un grupo morfolino y d es un número entero de 0 a 10; (iv) un compuesto que tiene la fórmula



donde h es un número entero de aproximadamente 2 a aproximadamente 7; y (v) una mezcla de los mismos. En una realización particular, la composición está sustancialmente libre de amina cuaternaria.

[0030] El fluido de tratamiento de pozo a base de agua puede ser cualquier fluido capaz de suministrar el agente estabilizador de arcilla a una formación subterránea. Por lo tanto, en una realización, el fluido de tratamiento de pozo a base de agua es un fluido de perforación, un fluido de perforación de yacimiento, un fluido de estimulación, un fluido de fracturamiento, un fluido de acidificación, un fluido de recuperación, un fluido de reelaboración de pozos o un fluido de empaque de grava.

[0031] La fase acuosa continua puede ser cualquier fase de fluido a base de agua que sea compatible con la formulación del fluido de tratamiento de pozo a base de agua y que también sea compatible con los agentes estabilizadores de arcilla que se divulgan en este documento. En una realización, la fase acuosa continua se selecciona de agua potable, agua de mar, salmuera, una mezcla de agua y un compuesto orgánico soluble en agua y mezclas de los mismos. La cantidad de fase acuosa continua debería ser suficiente para formar un fluido de tratamiento de pozo a base de agua. En una realización, la cantidad de fase acuosa continua puede variar desde casi el 100 % del fluido de tratamiento de pozo a base de agua en volumen hasta menos del 30 % del fluido de tratamiento de pozo a base de agua en volumen. En otra realización, la cantidad de fase acuosa continua es de aproximadamente 95 % en volumen a aproximadamente el 30 % en volumen del fluido de tratamiento de pozo a base de agua. En otra realización, la cantidad de fase acuosa continua es de aproximadamente 90 % en volumen a aproximadamente 40 % en volumen del fluido de tratamiento de pozo a base de agua.

[0032] Como se discutió anteriormente, el fluido de tratamiento de pozo a base de agua también incluye un agente estabilizador de arcilla que es una mezcla de una amina primaria no obstruida y una segunda amina. En una realización, la amina primaria no obstruida es el compuesto que tiene la fórmula



donde R_1 es metilo; R_2 es $-NH_2$; A y B son óxido de etileno u óxido de propileno; m, n y p son independientemente números enteros de 0 a 10 con la condición de que $m+n+p$ sea al menos 1; y x e y son independientemente números enteros de 0 a 5 con la condición de que $x+y$ sea al menos 1. En otra realización, R_1 es metilo; R_2 es $-NH_2$; A y B son óxido de etileno; m, n y p son independientemente números enteros de 0 a 5 con la condición de que $m+n+p$ sea al menos 1; y x e y son independientemente números enteros de 0 a 3 con la condición de que $x+y$ sea al menos 1. En otra realización más, R_1 es metilo; R_2 es $-NH_2$; A y B son óxido de etileno; m, n y p son independientemente 0 o 1 con la condición de que $m+n+p$ sea al menos 1; y x e y son independientemente 0 o 1 con la condición de que $x+y$ sea al menos 1.

[0033] En otra realización, la amina primaria no obstruida es el compuesto que tiene la fórmula



donde R_1 es $-NH_2$; R_2 es $-NH_2$; A y B son óxido de etileno u óxido de propileno; m, n y p son independientemente números enteros de 0 a 10 con la condición de que $m+n+p$ sea al menos 1; y x e y son independientemente números enteros de 0 a 5 con la condición de que $x+y$ sea al menos 1. En otra realización, R_1 es $-NH_2$; R_2 es $-NH_2$; A y B son óxido de etileno; m, n y p son independientemente números enteros de 0 a 5 con la condición de que $m+n+p$ sea al menos 1; y x e y son independientemente números enteros de 0 a 3 con la condición de que $x+y$ sea al menos 1. En otra

realización, R_1 es $-NH_2$; R_2 es $-NH_2$; A y B son óxido de etileno; m, n y p son independientemente 0 o 1 con la condición de que $m+n+p$ sea al menos 1; y x e y son independientemente 0 o 1 con la condición de que $x+y$ sea al menos 1.

[0034] Según otra realización, la amina primaria no obstruida es el compuesto que tiene la fórmula $R_3-(NH_2)_a$ donde R_3 es un grupo alifático que tiene de 4 a 20 átomos de carbono. Ejemplos incluyen, entre otros, 1,4-diaminobutano, 1,5-diaminopentano, 1,6-diaminohexano, 1,7-diaminoheptano, 1,8-diaminooctano, 1,9-diaminononano, 1,10-diaminodecano, 1,12-diaminododecano, 2,2,4-trimetilhexametilendiamina, 2,4,4-trimetilhexametilendiamina, tetrametilendiamina, 1,2,3-triaminopropano, triaminohexano, triaminononano, triaminododecano, 1,8-diamino-4-aminometiloctano, 1,3,6-triaminohexano, 1,6,11-triaminoundecano, 3-aminometil-1,6-diaminohexano, diaminociclobutano, isoforondiamina, 1,2-diaminociclohexano, 1,3-diaminociclohexano, 1,4-diaminociclohexano, 1,3-bis(aminometil)ciclohexano, 1,4-bis (aminometil)ciclohexano, 4,4'-metilenbis(ciclohexilamina), 2,5-bis(aminometil)biciclo [2,2,1] heptano, 2,6-bis (aminometil)biciclo[2,2,1]heptano, 2,4-tolilendiamina hidrogenada, 2,6-tolilendiamina hidrogenada, triaminociclohexano y mezclas de los mismos.

[0035] Según otra realización, la segunda amina es una alcanolamina. La alcanolamina puede ser una monoalcanolamina, que en algunas realizaciones contiene de 2 a 20 átomos de carbono, incluida etanolamina, propanolamina, butanolamina, pentanolamina, hexanolamina, heptanolamina, octanolamina, nonanolamina, decanolamina, undecanolamina, dodecanolamina, tridecanolamina, tetradecanolamina, pentadecanolamina, hexadecanolamina, heptadecanolamina, octadecanolamina, nonadecanolamina, eicosanolamina y en realizaciones adicionales estas alcanolaminas pueden tener uno o ambos de los hidrógenos amino reemplazados por un grupo alquilo,

en donde el grupo alquilo contiene de 1 a 20 átomos de carbono. Tales alcanolaminas sustituidas incluyen N-metil-etanolamina, N-etil-etanolamina, N-propil-etanolamina, N-butil-etanolamina, N-pentil-etanolamina, N-hexil-etanolamina, N-heptiletanolamina, N-octil-etanolamina, N-nonil-etanolamina, N-decil-etanolamina, N-undecil-etanolamina, N-dodeciletanolamina, N-tridecil-etanolamina, N-tetradecil-etanolamina, N-pentadecil-etanolamina, N-hexadecil-etanolamina, N-heptadecil-etanolamina, N-octadecil-etanolamina, N-nonadecil-etanolamina, N-eicosil-etanolamina, N,Ndimetiletanolamina, N,N-dietil-etanolamina, N,N-dipropil-etanolamina, N,N-dibutil-etanolamina, N,N-dipentil-etanolamina, N,N-dihexil-etanolamina, N,Ndiheptil-etanolamina, N,N-dioctil-etanolamina, N,N-dinonil-etanolamina, N,N-didecil-etanolamina, N,N-diundecil-etanolamina, N,N-didodeciletanolamina, N,N-ditridecil-etanolamina, N,N-ditetradeciletanolamina, N,N-dipentadecil-etanolamina, N,N-dihexadeciletanolamina, N,Ndiheptadecil-etanolamina, N,N-dioctadecil-etanolamina, N,N-dinonadecil-etanolamina y N,N-dieicosiletanolamina. Se entiende que la sustitución también puede comprender cicloalquilo, tal como ciclohexilo.

[0036] En otra realización, la segunda amina es una alcanolamina que contiene al menos dos grupos hidroxilo y un grupo amino o una alcanolamina que contiene al menos un grupo hidroxilo y dos grupos amino. La realización en la que la alcanolamina contiene al menos dos grupos hidroxilo y un grupo amino incluye dialcanolaminas, tales como N-dialcanolamina alifática.

[0037] En una realización, la N-dialcanolamina alifática es una N-alquil-dietanolamina que tiene hasta 20 átomos de carbono. Compuestos ilustrativos incluyen, entre otros, N-metil-dietanolamina, N-etil-dietanolamina, N-propil-dietanolamina, N-nonil-dietanolamina, N-decil-dietanolamina, N-undecil-dietanolamina, N-dodecil-

dietanolamina, N-tridecil-dietanolamina, N-tetradecil-dietanolamina, N-pentadecil-dietanolamina, N-hexadecil-dietanolamina y N-dodecil-dietanol-N-tricosil-dietanolamina.

[0038] En algunos casos, se pueden utilizar N-alquenil-dietanolaminas. N-alquenil-dietanolaminas ilustrativas incluyen, entre otras, N-hexenil-dietanolamina, N-heptenil-dietanolamina, N-octenil-dietanolamina, N-undecenil-dietanolamina, N-dodecenil-dietanolamina, N-tridecenil-dietanolamina, N-tetradecenil-dietanolamina, N-pentadecenil-dietanolamina, N-hexadecenil-dietanolamina, N-heptadecenil-dietanolamina, N-octadecenil-dietanolamina, N-nonadecenil-dietanolamina y N-eicosenil-dietanolamina.

[0039] En realizaciones en las que la alcanolamina contiene al menos un grupo hidroxilo y dos grupos amino, la alcanolamina puede ser una aminoalquil alcanolamina. La aminoalquil alcanolamina puede tener de aproximadamente cuatro a aproximadamente 20 átomos de carbono. Compuestos ilustrativos incluyen, entre otros, aminoetiletanolamina, aminoetilpropanolamina, aminoetilbutanolamina, aminoetilpentanolamina, aminoetilhexanolamina, aminopropiletanolamina, aminopropilpropanolamina, aminopropilbutanolamina, aminopropilpentanolamina, aminopropilhexanolamina, aminobutiletanolamina, aminobutilpropanolamina, aminobutilbutanolamina, aminobutilpentanolamina, aminobutilhexanolamina, aminopentiletanolamina, aminopentilpropanolamina, aminopentilbutanolamina, aminopentilpentanolamina, aminopentilhexanolamina, aminohxiletanolamina, aminohxilpropanolamina, aminohxilbutanolamina, aminohxilpentanolamina y minohxilhexanolamina.

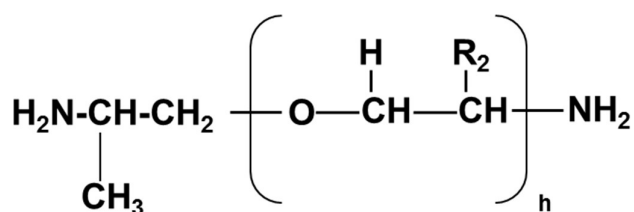
[0040] En otra realización, la segunda amina es una polialquilenamina seleccionada de una polietilenamina, una polipropilenamina y una mezcla de las mismas. Ejemplos de

polietilenaminas incluyen, entre otros, etilendiamina (EDA), dietilentriamina (DETA), trietilendiamina (TEDA), trietilentetramina (TETA), tetraetilenpentamina (TEPA), pentaetilenhexamina, mezclas de etilenamina, tales como mezclas de oligómeros de etilenamina con peso molecular promedio de aproximadamente 250-500 y otras mezclas de las mismas. Las polipropilenaminas incluyen, entre otras, propilendiamina, dipropilentriamina, tripropilentetramina y otras polipropilenaminas superiores.

[0041] En algunas realizaciones, el peso molecular o el peso molecular promedio de la polialquilenamina es de aproximadamente 50 a aproximadamente 1000 o de aproximadamente 100 a aproximadamente 500, o de aproximadamente 200 a aproximadamente 500.

[0042] Según otra realización, la segunda amina es el compuesto que tiene la fórmula $R_4-(CH_2)_d-NH_2$ donde R_4 es un grupo piperazino o un grupo morfolino y d es un número entero de 0 a aproximadamente 10 o de 1 a aproximadamente 8 o de 1 a aproximadamente 6 o de 1 a aproximadamente 4 o de 1 a aproximadamente 3.

[0043] En otra realización, la segunda amina es el compuesto que tiene la fórmula un compuesto que tiene la fórmula



donde h es un número entero de aproximadamente 2,5 a aproximadamente 6,5.

Ejemplos de tales compuestos incluyen JEFFAMINE® D230 y D240.

[0044] En una realización particular, el agente estabilizador de arcilla incluye: (a) aproximadamente 0,01 % en peso a aproximadamente 17,5 % en peso, con base en el peso total del agente estabilizador de arcilla, de la amina primaria no obstruida y (b) al menos aproximadamente 82,5 % en peso, con base en el peso total del agente

estabilizador de arcilla, de la segunda amina. En otra realización, el agente estabilizador de arcilla incluye: (a) aproximadamente 0,1 % en peso a aproximadamente 15 % en peso, con base en el peso total del agente estabilizador de arcilla, de la amina primaria no obstruida y (b) al menos aproximadamente 85 % en peso, con base en el peso total del agente estabilizador de arcilla, de la segunda amina. En otra realización, el agente estabilizador de arcilla incluye: (a) aproximadamente 0,5 % en peso a aproximadamente 12,5 % en peso, con base en el peso total del agente estabilizador de arcilla, de la amina primaria no obstruida y (b) al menos aproximadamente 87,5 % en peso, con base en el peso total del agente estabilizador de arcilla, de la segunda amina. En otra realización, el agente estabilizador de arcilla incluye: (a) aproximadamente 1 % en peso a aproximadamente 10 % en peso, con base en el peso total del agente estabilizador de arcilla, de la amina primaria no obstruida y (b) al menos aproximadamente 90 % en peso, con base en el peso total del agente estabilizador de arcilla, de la segunda amina. En otra realización, el agente estabilizador de arcilla incluye: (a) aproximadamente 1,5 % en peso a aproximadamente 7,5 % en peso, con base en el peso total del agente estabilizador de arcilla, de la amina primaria no obstruida y (b) al menos aproximadamente 92,5 % en peso, con base en el peso total del agente estabilizador de arcilla, de la segunda amina. En otra realización, el agente estabilizador de arcilla incluye: (a) aproximadamente 2 % en peso a aproximadamente 5% en peso, con base en el peso total del agente estabilizador de arcilla, de la amina primaria no obstruida y (b) al menos aproximadamente 95% en peso, con base en el peso total del agente estabilizador de arcilla, de la segunda amina.

[0045] Generalmente, el agente estabilizador de arcilla puede estar presente en el fluido de tratamiento de pozo a base de agua en una cantidad suficiente para reducir cualquiera o ambos de hinchazón a base de hidratación superficial y/o hinchazón a base osmótica

de materiales subterráneos de arcilla. La cantidad exacta del agente estabilizador de arcilla presente en un fluido de tratamiento de pozo a base de agua en particular puede determinarse mediante un método de prueba y error para probar la combinación de fluido de tratamiento de pozo a base de agua y la formación de arcilla encontrada. En una realización, la cantidad de agente estabilizador de arcilla de la presente divulgación que se utiliza en los fluidos de tratamiento de pozos a base de agua varía de aproximadamente 1 a aproximadamente 20 libras por barril (lbs/bbl o ppb) de fluido de tratamiento de pozo a base de agua. En otra realización, la cantidad de agente estabilizador de arcilla presente en el fluido de tratamiento de pozo a base de agua varía de aproximadamente 2 a aproximadamente 18 ppb de fluido de tratamiento de pozo a base de agua. En otra realización, el fluido de tratamiento de pozo a base de agua puede incluir aproximadamente 0,001 % en peso a aproximadamente 10 % en peso, con base en el peso total del fluido de tratamiento de pozo a base de agua, del agente estabilizador de arcilla. En otra realización, el fluido de tratamiento de pozo a base de agua puede incluir aproximadamente un 0,1 % en peso a aproximadamente un 8 % en peso, o aproximadamente un 0,5 % en peso a aproximadamente un 6 % en peso, o aproximadamente un 1 % en peso a aproximadamente un 4 % en peso, con base en el peso total del fluido de tratamiento de pozo a base de agua, del agente estabilizador de arcilla.

[0046] En otra realización, el fluido de tratamiento de pozo a base de agua puede incluir un material de ponderación. El material de ponderación puede aumentar la densidad del fluido para evitar contragolpes y reventones. Los materiales de ponderación adecuados incluyen cualquier tipo de material de ponderación que esté en forma sólida, en forma de partícula, suspendido en solución o disuelto en la fase acuosa continua. En una realización, el material de ponderación es sulfato de bario, barita, hematita, óxido

de hierro, carbonato de calcio, carbonato de magnesio, una sal orgánica, una sal inorgánica o mezclas de los mismos. La cantidad de material de ponderación presente en el fluido de tratamiento de pozo a base de agua es una cantidad eficaz para prevenir contragolpes y reventones, cuya cantidad cambia según la naturaleza de la formación bajo las operaciones de tratamiento. En una realización particular, el material de ponderación se incluye en el fluido de tratamiento de pozo a base de agua a un nivel de menos de 800 ppb, por ejemplo, de aproximadamente 5 ppb a aproximadamente 750 ppb o de aproximadamente 10 ppb a aproximadamente 700 ppb de fluido de tratamiento de pozo a base de agua.

[0047] Además, puede añadirse un ácido o una base al fluido de tratamiento de pozo a base de agua de la presente divulgación con fines de manipulación o ajuste del pH. Puede usarse cualquier ácido o base adecuado. En una realización, el ácido o la base no deberían formar una sal que no sea soluble. En algunas realizaciones, el fluido de tratamiento de pozo a base de agua se puede neutralizar a un pH de aproximadamente 9 a 11. Ejemplos de ácidos o bases incluyen, entre otros, ácido acético glacial e hidróxido de sodio.

[0048] El fluido de tratamiento de pozo a base de agua de la presente divulgación puede comprender además un aditivo, tal como materiales gelificantes, diluyentes y agentes de control de pérdida de fluido. Materiales gelificantes comunes incluyen, entre otros, bentonita, arcilla sepiolita, arcilla atapulgita, polímero aniónico de alto peso molecular y biopolímeros. Diluyentes comunes incluyen, entre otros, lignosulfonatos modificados con lignosulfonatos, polifosfatos, taninos y poliacrilatos de bajo peso molecular. Los diluyentes se agregan a un fluido de perforación para reducir la resistencia al flujo, controlar las tendencias de gelificación, reducir la filtración y el espesor del revoque de filtración, contrarrestar los efectos de las sales, minimizar los

efectos del agua en las formaciones perforadas, emulsionar el petróleo en el agua y estabilizar las propiedades del lodo a temperaturas elevadas. Agentes de control de fluidos adecuados incluyen, entre otros, polímeros orgánicos sintéticos, biopolímeros y mezclas de los mismos. Los agentes de control de fluidos también pueden comprender lignito modificado, polímeros y almidones y celulosas modificados. Idealmente, los aditivos deben seleccionarse para que tengan baja toxicidad y sean compatibles con los aditivos comunes para fluidos de perforación, como carboximetilcelulosa polianiónica (PAC o CMC), poliacrilatos, poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (PHPA), lignosulfonatos, goma xantana y mezclas de estos.

[0049] Los fluidos de tratamiento de pozo a base de agua de la presente divulgación pueden contener además un aditivo adicional, tal como un agente encapsulante. Los agentes encapsulantes ayudan a mejorar la eliminación de los recortes de perforación con una dispersión menor de los recortes de perforación en los fluidos de perforación. Los agentes encapsulantes pueden ser de naturaleza aniónica, catiónica o no iónica. También pueden añadirse otros aditivos a los fluidos de tratamiento de pozo a base de agua de la presente divulgación, que incluyen productos tales como lubricantes, potenciadores de la velocidad de penetración, apuntalantes, antiespumantes, inhibidores de corrosión, productos de pérdida de circulación y otros productos similares conocidos por los expertos en la materia.

[0050] El agente estabilizador de arcilla de la presente divulgación y el material de ponderación opcional y los aditivos opcionales se pueden mezclar con la fase acuosa continua para formar el fluido de tratamiento de pozo a base de agua. Por tanto, en otra realización, se proporciona un método para preparar un fluido de tratamiento de pozo a base de agua que incluye el paso de mezclar un agente estabilizador de arcilla según la

presente divulgación, opcionalmente un material de ponderación y otros aditivos opcionales con una fase acuosa continua.

[0051] En otra realización, se proporciona un método para inhibir el hinchamiento y/o la migración de materiales subterráneos de arcilla encontrados durante la perforación de una formación subterránea. El método incluye hacer circular en la formación subterránea un fluido de tratamiento de pozo a base de agua que contiene una fase acuosa continua y el agente estabilizador de arcilla de la presente divulgación. En otra realización, se proporciona un método para estabilizar una formación subterránea que incluye los pasos de poner en contacto la formación subterránea con el fluido de tratamiento de pozo a base de agua de la presente divulgación. La puesta en contacto de la formación subterránea se puede lograr, por ejemplo, al proporcionar el fluido de tratamiento de pozo a base de agua descrito en este documento a la formación subterránea antes, durante o después de la perforación o fracturación hidráulica.

[0052] Los materiales subterráneos de arcilla que pueden tratarse eficazmente con el fluido de tratamiento de pozo a base de agua pueden tener diferentes formas, tales como partículas diminutas, en forma de placa, en forma de tubo y/o en forma de fibra que tienen un área superficial extremadamente grande. Ejemplos incluyen minerales arcillosos del grupo montmorillonita (esmectita) como montmorillonita, saponita, nontronita, hectorita y sauconita, el grupo caolín como caolinita, nacrita, dickita y halloysita, el grupo hidrous mica como hidrobiotita, glauconita, illita y bramallita, el grupo clorita, como clorita y chamosita, minerales arcillosos que no pertenecen al grupo anterior, como la vermiculita, la atapulgita y la sepiolita, y las variedades de capas mixtas de tales grupos y minerales arcillosos. Otros componentes minerales pueden estar asociados adicionalmente con la arcilla.

[0053] En otra realización, los materiales y el método para inhibir el hinchamiento y/o la migración de materiales subterráneos de arcilla y estabilizar la formación subterránea se pueden proporcionar como un kit que incluye una cantidad suficiente del agente estabilizador de arcilla de la presente divulgación, material de ponderación opcional y aditivos opcionales para la mezcla in situ con la fase acuosa continua.

[0054] El resultado de la estabilización de la formación subterránea con el fluido de tratamiento de pozo a base de agua descrito en este documento es que las partículas del material subterráneo de arcilla desprendidas de la formación subterránea mediante el proceso de eliminación de un producto de hidrocarburo han reducido el hinchamiento, han reducido la migración subterránea, no reducen el flujo del producto de hidrocarburo y/o no contaminan el producto de hidrocarburo. Sin el fluido de tratamiento de pozo a base de agua, los materiales subterráneos de arcilla pueden hincharse y/o migrar para inhibir o contaminar la producción de hidrocarburos. El efecto de estabilización se puede medir al comparar pozos con y sin el fluido de tratamiento de pozo a base de agua o al comparar la velocidad de flujo de los fluidos (por ejemplo, petróleo, agua o gas natural) a través de muestras de la formación subterránea con y sin el fluido de tratamiento de pozo a base de agua.

[0055] Las formaciones subterráneas se pueden estabilizar al ponerla en contacto con el fluido de tratamiento de pozo a base de agua. En una realización, el hinchamiento de los materiales subterráneos de arcilla y/o la migración de finos se puede reducir al poner en contacto la formación subterránea con un fluido de tratamiento de pozo a base de agua que comprende una fase acuosa continua, el agente estabilizador de arcilla de la presente divulgación, material de ponderación opcional y aditivos opcionales.

[0056] En otra realización, una formación subterránea previamente fracturada hidráulicamente se puede volver a estabilizar al poner en contacto la formación

subterránea fracturada hidráulicamente con el fluido de tratamiento de pozo a base de agua de la presente divulgación. La formación subterránea fracturada hidráulicamente puede ser una formación subterránea fracturada hidráulicamente, por ejemplo, aquella de la que se han extraído hidrocarburos. Preferiblemente, la formación subterránea fracturada hidráulicamente es una formación que tiene un contenido mineral que es predominantemente arcilla, lutita, arena y/o su mezcla.

[0057] En otra realización, el fluido de tratamiento de pozo a base de agua se puede usar en un método de enjuagar un pozo durante la perforación. El método incluye aplicar el fluido de tratamiento de pozo a base de agua a una cabeza de perforación durante la perforación de una formación subterránea.

[0058] En otra realización, se proporciona un método para extraer petróleo de una formación subterránea que contiene petróleo al proporcionar a través de un primer pozo, un fluido de tratamiento de pozo a base de agua presurizado de la presente divulgación y recuperar petróleo de la formación subterránea a través de un segundo pozo. Preferiblemente, la formación subterránea fue previamente fracturada hidráulicamente y se extrajo previamente el petróleo.

[0059] En otra realización, se proporciona un sistema que incluye el fluido de tratamiento de pozo a base de agua de la presente divulgación y una formación subterránea.

[0060] La presente divulgación se describirá ahora con más detalle con referencia a los siguientes ejemplos no limitantes.

Ejemplos

[0041] Ejemplos 1-4. Preparación/prueba de fluidos de tratamiento de pozo a base de agua.

Se prepararon soluciones tampón a partir de carbonato de sodio y carbonato hidrogenado de sodio con valores de pH de 9, 10 y 11. Cada solución contenía 0,4 % en peso de carboximetilcelulosa de sodio y una concentración de sodio de 0,232 M. Se diluyeron 10,5 gramos de agente estabilizador de arcilla activa al 100 % a 340 gramos con cada solución tampón, seguido de un reajuste a un pH de 9, 10 u 11 usando ácido acético glacial o 50 % ac. NaOH. Los pesos de la solución se ajustaron a 350 g para dar soluciones al 3 % en peso. Se obtuvieron rocas de lutita virgen de Rusia, se rompieron y tamizaron a un diámetro de 4,75-6,7 mm (dimensión más larga) y se secaron a 95°-110° C durante 3 horas antes de su uso. Estas rocas de lutita se pesaron y se agregaron a recipientes de presión de acero inoxidable de 400 ml. Se agregaron los fluidos de tratamiento de pozo a base de agua y los recipientes se purgaron de aire al presurizarlos a 100 psig con nitrógeno y evacuación a presión atmosférica tres veces sucesivas. Los recipientes, que contenían nitrógeno a presión atmosférica, se transfirieron a un horno rodante ajustado a 90° C y se dejaron rodar durante 16 horas. Posteriormente, los recipientes se sumergieron en baños que contenían agua de grifo a temperatura ambiente y se dejaron enfriar durante 1,5 horas antes de abrirlos. El contenido se filtró a través de un tamiz de 20 mallas y los sólidos restantes se lavaron con KCl al 5 % en peso antes de secarlos a 95-110° C durante 3 horas. Las piezas de lutita secas obtenidas se tamizaron a través de sucesivas cribas de malla 8 y 20 y los pesos obtenidos se registraron como porcentajes del peso inicial de lutita utilizado en cada experimento. Los agentes estabilizadores de arcilla usados se identifican en la Tabla 1 a continuación.

Tabla 1. Composiciones de agentes estabilizadores de arcilla.

	Descripción
	Amina primaria no obstruida, A
A1	Hexametilenediamina
A2	Amina SURFONIC® MW-781

	(Butoxipropilamina)
Segunda amina, B	
B1	Aminoetiletanolamina
B2	Amina JEFFAMINE® E-100 (Polietilenamina)
B3	Mezcla de segundas aminas ¹
B4	Mezcla de segundas aminas ²

¹ La mezcla incluye etilenaminas, etanolaminas, aminas y alcoholes morfolinofuncionales y agua. ² La mezcla incluye aminas JEFFAMINE® D230 y D400.

Se prepararon fluidos de tratamiento de pozo a base de agua, Ej. 1-4, al mezclar 20 partes de A1 con 80 partes de B1-4 individualmente, respectivamente. El rendimiento medido de cada uno, Ej. (medida), se comparó con lo esperado con base en combinaciones lineales simples de los rendimientos de cada componente, Ej. (calc) (por ejemplo, comparación de valores calculados, Ej.1 (calc), con valores medidos, Ej.1 (medida), para los cuales los primeros se determinaron como combinaciones lineales de los valores de los componentes A y B.% en peso de lutita superviviente de 20 y 8 mallas de tamaño después de la prueba a pH 9, 10 y 11). Los resultados se muestran en la Tabla 2 a continuación.

Tabla 2. Rendimiento de fluidos de tratamiento de pozo a base de agua.

	pH 9		pH 10		pH 11	
	20 mallas (%)	8 mallas (%)	20 mallas (%)	8 mallas (%)	20 mallas (%)	8 mallas (%)
Ej. 1 = 0,2A1 + 0,8B1						
A1	46,99	12,13	59,90	20,28	67,59	42,71
B1	10,87	6,51	6,97	3,35	8,21	3,20
Ej.1(calc)	18,09	7,63	17,56	6,73	20,09	11,10
Ej.1(medida)	65,28	31,67	62,97	25,40	42,50	10,90
Ej. 2 = 0,2A1 + 0,8B2						
A1	46,99	12,13	59,90	20,28	67,59	42,71
B2	71,36	25,70	73,36	31,43	28,11	13,01
Ej.2(calc)	66,49	22,99	70,67	29,20	36,01	18,95
Ej.2(medida)	73,75	38,90	70,09	34,15	60,38	35,58
Ej. 3 = 0,2A1 + 0,8B3						
A1	46,99	12,13	59,90	20,28	67,59	42,71
B3	62,85	36,61	45,32	29,40	12,56	8,14
Ej.3(calc)	59,67	31,71	48,23	27,58	23,57	15,05
Ej.3(medida)	50,57	26,46	70,43	39,96	45,70	17,72

Ej. 4 = 0,2A1 + 0,8B4						
A1	46,99	12,13	59,90	20,28	67,59	42,71
B4	67,62	28,88	83,09	44,92	16,52	10,66
Ej.4(calc)	63,49	25,53	78,45	39,99	26,73	17,07
Ej.4(medida)	76,43	35,69	71,14	37,02	49,27	26,54

A partir de los resultados anteriores, se puede ver que las sinergias potenciales, definidas en el presente documento como casos en los que los valores medidos son al menos un 5% mayores que los calculados, se identificaron para todos los Ej. de fluidos para al menos dos de los tres valores de pH para los que se obtuvieron datos.

[0042] Ejemplos 5-7. Preparación/prueba de fluidos de tratamiento de pozo a base de agua.

En otra serie de experimentos similares a los anteriores, los fluidos de tratamiento de pozo a base de agua Ej. 5-7 se prepararon al mezclar 5 % en peso, 10 % en peso y 20 % en peso de A2 en B2 y se ensayaron. Los resultados se proporcionan en la Tabla 3.

Tabla 3. Rendimiento de fluidos de tratamiento de pozo a base de agua.

	pH 9		pH 10		pH 11	
	20 mallas (%)	8 mallas (%)	20 mallas (%)	8 mallas (%)	20 mallas (%)	8 mallas (%)
A2	80,90	51,23	85,89	71,67	18,10	12,55
B2	71,36	25,70	73,36	31,43	28,11	13,01
Ej. 5 = 0,2A1 + 0,8B2						
Ej.5(calc)	73,27	30,81	75,87	39,48	26,11	12,92
Ej.5(medida)	79,42	42,09	86,70	66,89	13,89	6,27
Ej. 6 = 0,1A1 + 0,9B2						
Ej. 6(calc)	72,31	28,25	74,61	35,45	27,11	12,96
Ej. 6(medida)	83,44	47,22	89,24	62,96	13,76	7,36
Ej. 7 = 0,05A1 + 0,95B2						
Ej.7(calc)	71,84	26,98	73,99	33,44	27,61	12,99
Ej.7(medida)	87,89	50,93	90,11	63,90	23,34	11,87

Nuevamente, se identificaron sinergias potenciales para todos los Ej. de fluidos a pH 9 y 10. En particular, el rendimiento del Ej. 7, que contiene sólo el 5 % en peso de la

amina primaria no obstruida, se comporta tan bien como el Ej. 5, que contiene 20 % en peso de amina primaria no obstruida, dentro del error experimental.

[0043] Aunque la elaboración y el uso de diversas realizaciones de la presente invención se han descrito en detalle anteriormente, debe apreciarse que la presente invención proporciona muchos conceptos inventivos aplicables que pueden incorporarse en una amplia variedad de contextos específicos. Las realizaciones específicas discutidas en este documento son simplemente ilustrativas de formas específicas de hacer y usar la invención, y no delimitan el alcance de la invención.