

ADITIVOS INHIBIDORES DE LUTITA DE SILICATO

ANTECEDENTES

[0001]La presente divulgación se refiere a composiciones y métodos para la perforación y/o el tratamiento de formaciones subterráneas.

[0002]Los fluidos de tratamiento pueden usarse en una variedad de operaciones de tratamiento subterráneo. Como se usa en la presente, los términos "tratar", "tratamiento", "tratado" y equivalentes gramaticales de estos hacen referencia a cualquier operación subterránea que utiliza un fluido al mismo tiempo que logra una función y/o un propósito deseado. El uso de estos términos no implica una acción particular por parte del fluido de tratamiento. Las operaciones de tratamiento ilustrativas pueden incluir, por ejemplo, operaciones de fracturamiento, operaciones de empaque de grava, operaciones de acidificación, disolución y eliminación de incrustaciones, operaciones de consolidación, y similares. Por ejemplo, se puede utilizar un fluido para perforar un pozo en una formación subterránea o para completar un pozo en una formación subterránea, así como muchos otros propósitos. Un fluido de perforación, o "lodo", como también se denomina a menudo a un fluido de perforación, es un fluido de tratamiento que se hace circular en un pozo a medida que se perfora el pozo para facilitar la operación de perforación. Las diversas funciones de un fluido de perforación incluyen eliminar los recortes de la perforación del pozo, enfriar y lubricar la barrena de perforación, ayudar a sostener la tubería de perforación y la barrena de perforación, y proporcionar un cabezal hidrostático para mantener la integridad de las paredes del pozo y evitar los reventones del pozo.

[0003]Durante la perforación, fracturamiento u otro tratamiento de formaciones subterráneas, se pueden encontrar diversos estratos que incluyen lutitas reactivas. Como se usa en la presente, el término "lutita" se define como materiales que pueden "hincharse", o aumentar de volumen, cuando se exponen al agua. Los ejemplos de estas lutitas pueden incluir ciertos tipos de arcillas (por ejemplo,

bentonita). Las lutitas reactivas pueden ser problemáticas durante las operaciones de tratamiento debido a su tendencia a degradarse cuando se exponen a medios acuosos, tales como fluidos de tratamiento de base acuosa. Esta degradación, de la cual el hinchamiento es un ejemplo, puede dar como resultado condiciones indeseables e interferencias indeseables con los fluidos de tratamiento. Además, la penetración de la presión de poro desde un fluido de tratamiento hacia la matriz de lutita puede reducir el soporte cerca de la región del pozo, lo que causa inestabilidad en el pozo.

[0004] Ciertos inhibidores de lutita existentes que exhiben propiedades de reducción del hinchamiento de la lutita y/o de reducción de la transmisión de presión de poro requieren activación por temperatura para ser eficaces y, por lo tanto, son sensibles y dependientes de condiciones específicas del fondo de pozo.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[0005] Estos dibujos ilustran ciertos aspectos de algunas de las formas de realización de la presente divulgación y no deben utilizarse para limitar o definir las reivindicaciones.

[0006] La Figura 1 es un diagrama que ilustra la estructura química de silicatos de colina que se puede utilizar de acuerdo con ciertas formas de realización de la presente divulgación.

[0007] La Figura 2 es un diagrama que ilustra la estructura química de aditivos inhibidores de lutita que se pueden utilizar de acuerdo con ciertas formas de realización de la presente divulgación.

[0008] La Figura 3 es un diagrama que ilustra un ejemplo de un sistema que se puede utilizar de acuerdo con ciertas formas de realización de la presente divulgación.

[0009] La Figura 4 es un diagrama que ilustra un ejemplo de un ensamblaje de perforación de pozos que se puede utilizar de acuerdo con ciertas formas de realización de la presente divulgación.

[0010] Si bien se ilustraron formas de realización de esta divulgación, tales formas de realización no implican una limitación a la divulgación, y no debe inferirse tal

limitación. El objeto divulgado es susceptible de considerables modificaciones, alteraciones y equivalentes en forma y función, como se les ocurrirá a las personas del oficio de nivel medio que tengan el beneficio de esta divulgación. Las formas de realización representadas y descritas de esta divulgación son únicamente ejemplos y no son exhaustivas del alcance de la divulgación.

DESCRIPCIÓN DE CIERTAS FORMAS DE REALIZACIÓN

[0011] Las formas de realización ilustrativas de la presente divulgación se describen en detalle en la presente. Para mayor claridad, puede que no todas las características de una implementación real se describan en esta memoria descriptiva. Se observará, por supuesto, que en el desarrollo de cada una de las formas de realización reales se tomarán numerosas decisiones específicas de implementación para alcanzar los objetivos de implementación específicos, que pueden variar de una implementación a otra. Además, se observará que puede que tal esfuerzo de desarrollo sea complejo y requiera tiempo, pero sería una tarea rutinaria para las personas del oficio de nivel medio que se benefician de la presente divulgación.

[0012] La presente divulgación se refiere a composiciones y métodos para su uso en formaciones subterráneas. Más específicamente, la presente divulgación incluye proporcionar un fluido de tratamiento que incluye un aditivo inhibidor de lutita e introducir el fluido de tratamiento en un pozo que penetre al menos una porción de una formación subterránea.

[0013] En ciertas formas de realización, el método de la presente divulgación puede incluir proporcionar un fluido de tratamiento que incluya un aditivo inhibidor de lutita que incluya un anión de silicato y un catión de amonio cuaternario; introducir el fluido de tratamiento en un pozo que penetre al menos una porción de una formación subterránea que incluye lutita; y permitir que el aditivo inhibidor de lutita interactúe con la lutita en la formación subterránea para inhibir al menos parcialmente la lutita.

[0014] En algunas formas de realización, los métodos pueden incluir perforar al menos una porción de un pozo para penetrar al menos una porción de una

formación subterránea que incluya lutita; hacer circular un fluido de perforación en al menos la porción del pozo mientras se perfora al menos la porción del pozo, en donde el fluido de perforación incluye un aditivo que incluye un fluido base, un anión de silicato y un catión de amonio cuaternario; y permitir que el aditivo interactúe con la lutita en la formación subterránea para inhibir al menos parcialmente la lutita. En otras formas de realización, las composiciones de la presente divulgación pueden incluir un fluido de base acuosa; un agente viscosificante; y silicato de colina.

[0015] Entre las muchas ventajas potenciales de los métodos y las composiciones de la presente divulgación, de las cuales solo algunas se mencionan en la presente, los métodos y las composiciones de la presente divulgación pueden proporcionar un aditivo inhibidor de lutita que actúe tanto como inhibidor de hinchamiento y como reductor de la transmisión de presión de poro. En ciertas formas de realización, los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación pueden operar a una variedad de temperaturas y pueden no requerir activación por temperatura para inhibir la lutita. En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita de la presente divulgación puede proporcionar una inhibición de lutita más eficaz que otros inhibidores de lutita, que incluyen inhibidores de lutita de silicato. Además, los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación que incluyen colina pueden ser más ecológicos que otros inhibidores de lutita debido a la baja toxicidad de la colina. En ciertas formas de realización, uno o más componentes del aditivo inhibidor de lutita pueden monitorearse, lo que permite el monitoreo de la concentración del inhibidor de lutita en el fluido de tratamiento.

[0016] Por ejemplo, en ciertas formas de realización, los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación que incluyen un anión de silicato y un catión de la presente divulgación pueden proporcionar una mayor inhibición de lutita que los inhibidores de lutita de silicato individuales en la misma concentración.

[0017] Como se usa en la presente, "inhibidor de lutita" se refiere a aditivos y compuestos que pueden demostrar una propensión a reducir la tendencia de lutita

o arcilla a absorber agua y/o reducir la transmisión de presión de poro desde el fluido de tratamiento a la matriz de lutita.

[0018] En ciertas formas de realización, un aditivo inhibidor de lutita de la presente divulgación puede incluir un catión y un anión de silicato. Como se usa en la presente, "catión" se refiere a una porción o polímero que tiene una o más cargas positivas. Como se usa en la presente, "anión de silicato" se refiere a una porción o polímero que tiene una o más cargas negativas y consiste esencialmente en (o consiste únicamente en) átomos de sílice y oxígeno. En algunas formas de realización, los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación puede incluir la misma cantidad de cationes que la cantidad de cargas negativas del anión de silicato. En algunas formas de realización, los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación puede incluir un anión de silicato y colina. En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita puede incluir un silicato de colina. Por ejemplo, en ciertas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita puede incluir al menos uno de los silicatos de colina mostrados en la Figura 1. Por ejemplo, el aditivo inhibidor de lutita puede incluir anión de silicato SiO_3^{2-} 100 y dos cationes de colina 110, o puede incluir anión de silicato SiO_4^{4-} 120 y cuatro cationes de colina 110. En ciertas formas de realización, el silicato de colina puede incluir una o más porciones colina catiónica y un anión de sílice.

[0019] En algunas formas de realización, el anión de silicato puede incluir una porción sílice aniónica que incluye átomos de silicio y oxígeno. En algunas formas de realización, el anión de silicato de la presente divulgación puede incluir una única porción silicato aniónico, dos o más porciones silicato o una distribución de porciones sílice. En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita de la presente divulgación puede incluir dos o más silicatos o una distribución de porciones silicato.

[0020] Los aniones de silicato adecuados para ciertas formas de realización de la presente divulgación incluyen, entre otros, ortosilicatos, pirosilicatos, silicatos cíclicos, silicatos monocatenarios, silicatos de cadena doble, silicatos en láminas, silicatos coloidales, cualquier derivado de estos y cualquier combinación de estos.

En algunas formas de realización, el anión de silicato puede incluir una porción con una cadena de silicio lineal de alrededor de 1 a alrededor de 25 átomos de silicio. En algunas formas de realización, un anión de silicato puede ser una porción silicato cíclico. Por ejemplo, en ciertas formas de realización, los aniones de silicato pueden ser silicatos lineales (por ejemplo, como se muestra en 200 y 205), un silicato cíclico (por ejemplo, como se muestra en 210), y/o un silicato ramificado (por ejemplo, como se muestra en 220) como se muestra en la Figura 2. En algunas formas de realización, n en los silicatos 200, 205, 210 puede ser un número entero de 0 a 20, de 0 a 10, de 0 a 5, de 5 a 20 o de 5 a 10. En ciertas formas de realización, n puede ser mayor que 0, 5, 10, 15 o 20. En la Figura 2, X^+ puede ser cualquier catión adecuado de la presente divulgación.

[0021] En algunas formas de realización, el anión de silicato puede ser proporcionado por un mineral natural. Ejemplos adecuados de minerales naturales que incluyen un silicato incluyen, entre otros, fenacita, willemita, circón, olivino, granate, tortveitita, benitoita, berilo, piroxenos, enstatita, espodumena, polucita, tremolita, crocidolita, talco, petalita, cristobalita y cualquier combinación de estos. Las personas del oficio de nivel medio reconocerán que para poder utilizar silicatos naturales es posible que sea necesario molerlos finamente para que sean suficientemente solubles/suspendibles. Como se usa en la presente, la expresión "moler finamente" se refiere a tamaños de malla menores que o iguales a 270 de malla estadounidense (53 micrómetros), 325 de malla estadounidense (44 micrómetros), 400 de malla estadounidense (37 micrómetros), 550 de malla estadounidense (25 micrómetros), 800 de malla estadounidense (15 micrómetros), o 1250 de malla estadounidense (10 micrómetros).

[0022] En ciertas formas de realización, el catión de los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación puede ser un catión de amonio cuaternario. En ciertas formas de realización, el compuesto de amonio cuaternario puede ser, sustancialmente, de la Fórmula $R^1R^2R^3R^4N^+$, donde cada uno de R^1 , R^2 , R^3 y R^4 puede ser, independientemente, cadenas de alquilo, cadenas de hidroxialquilo, etoxilatos o combinaciones de estos.

[0023] Por ejemplo, en algunas formas de realización, el catión de los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación puede incluir colina. En ciertas formas de realización, los aditivos inhibidores de lutita pueden incluir colina, acetilcolina, un derivado de colina, un catión de tetrametilamonio, un catión de tetraetilamonio, un catión de tetrapropilamonio, un catión de tetrabutilamonio, un etoxilato de amina cuaternaria y cualquier combinación de estos. En ciertas formas de realización, la colina o el derivado de colina puede formar el catión de un silicato. En algunas formas de realización, el catión puede incluir una amina cuaternaria (por ejemplo, tetrametilamonio). En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita de la presente divulgación puede incluir silicato de colina. Sin pretender limitarse a la teoría, se cree que, en ciertas formas de realización, la colina puede actuar como un inhibidor de hinchamiento de lutita y el silicato puede actuar como un reductor de transmisión de presión de poro.

[0024] En ciertas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita puede consistir en (o consistir esencialmente en) un catión de amonio cuaternario y un silicato. En ciertas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita puede consistir en (o consistir esencialmente en) un catión de amonio cuaternario, un silicato y un fluido base. En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita puede no incluir una cantidad significativa de cationes adicionales distintos del catión del aditivo inhibidor de lutita. En ciertas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita puede no incluir una cantidad significativa de aniones distintos del anión de silicato.

[0025] En ciertas formas de realización, los componentes del aditivo inhibidor de lutita pueden estar presente en un rango específico de coeficiente de concentración. En algunas formas de realización, la proporción de contraanión de sílice con respecto al catión en los silicatos de la presente divulgación puede afectar la solubilidad y reactividad del aditivo inhibidor de lutita. Por ejemplo, en ciertas formas de realización, una mayor proporción de sílice sobre catión (u otros componentes del aditivo) puede proporcionar más reactividad y mejor inhibición de lutita y reducción de transmisión de presión de poro en comparación con el mismo

aditivo con un menor contenido de sílice. En algunas formas de realización, un menor contenido de sílice puede hacer que el aditivo sea más soluble y estable en un fluido base. En ciertas formas de realización, la proporción en peso de la porción sílice con respecto al catión en el aditivo inhibidor de lutita de la presente divulgación puede ser de alrededor de 5:1 a alrededor de 1:1 a alrededor de 1:20, de alrededor de 1:10 a alrededor de 1:10, de alrededor de 1:3 a alrededor de 1:10 o de alrededor de 1:1 a alrededor de 1:5. Las personas del oficio de nivel medio con el beneficio de esta divulgación entenderían qué proporción sería apropiada para una aplicación particular, que puede incluir proporciones fuera de estos rangos.

[0026] En algunas formas de realización, el catión puede estar presente en el aditivo inhibidor de lutita en una cantidad de alrededor de 1 % a alrededor de 10 %, de alrededor de 1 % a alrededor de 7,5 %, de alrededor de 2 % a alrededor de 5 % o de alrededor de 3 % a alrededor de 5 %, todo en peso del aditivo. En ciertas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita puede incluir el catión en una cantidad de alrededor de 25 % o menos, 20 % o menos, 15 % o menos, 10 % o menos, o 5 % o menos, todo en peso del aditivo inhibidor de lutita. En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita puede incluir el catión en una cantidad de alrededor de 1 % o más, 2 % o más, 3 % o más, 4 % o más o 5 % o más, todo en peso del aditivo inhibidor de lutita.

[0027] En ciertas formas de realización, uno o más componentes del aditivo inhibidor de lutita pueden monitorearse. Por ejemplo, en ciertas formas de realización, se puede analizar una muestra de un fluido de tratamiento utilizado en una operación de pozo para determinar la concentración de uno o más componentes del aditivo inhibidor de lutita.

[0028] En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita puede incluir una sal adicional. Ejemplos de sales adicionales adecuadas para ciertas formas de realización de la presente divulgación incluyen, entre otros, NaCl, KCl, cloruro de amonio, nitrato de amonio, acetato de sodio, acetato de potasio, formiato de sodio, formiato de potasio y cualquier combinación de estos.

[0029]En ciertas formas de realización, los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación pueden estar presentes en o introducirse en fluidos de tratamiento en una cantidad suficiente para proporcionar un nivel deseado de inhibición de lutita. En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita de la presente divulgación se puede agregar al fluido de tratamiento en una cantidad de alrededor de 0,01 a alrededor de 10 galones por mil galones (gpt), de alrededor de 0,05 a alrededor de 5 gpt, de alrededor de 0,1 a alrededor de 3 gpt o de alrededor de 0,1 a alrededor de 1 gpt, todo en volumen del fluido de tratamiento.

[0030]En ciertas formas de realización, los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación pueden proporcionar una inhibición de lutita eficaz a temperaturas mayores de 150 °F (65,5 °C), mayores de 175 °F (79,4 °C), mayores de 200 °F (93,3 °C) o mayores de 250 °F (121,1 °C).

[0031]Ciertos componentes del aditivo inhibidor de lutita y el fluido de tratamiento se pueden proporcionar como una "mezcla seca" a combinar con un fluido base y/u otros componentes antes o durante la introducción del fluido de tratamiento en la formación subterránea. En algunas formas de realización, las composiciones de mezcla seca pueden diseñarse para incluir un fluido base en una cantidad de alrededor de 1 a alrededor de 20 galones por saco de 94 libras de mezcla seca (gal/sk). En ciertas formas de realización, las composiciones de mezcla seca pueden ser adecuadas para fluidos base en una cantidad de 10 gal/sk. En algunas formas de realización, las composiciones de mezcla seca pueden ser adecuadas para fluidos base en una cantidad de 13,5 gal/sk. Las formas de realización de los fluidos de tratamiento de la presente invención pueden prepararse de acuerdo con cualquier técnica adecuada. En algunas formas de realización, se puede introducir la cantidad deseada de agua en una mezcladora seguido de la mezcla seca. Las personas del oficio de nivel medio apreciarán, con el beneficio de esta divulgación, que se pueden utilizar otras técnicas adecuadas para preparar fluidos de tratamiento de acuerdo con formas de realización de la presente invención.

[0032] Ciertos componentes del aditivo inhibidor de lutita pueden proporcionarse o prepararse en forma líquida (por ejemplo, una solución de sal) y combinarse con el fluido base y/u otros componentes del fluido de tratamiento antes o durante la introducción del fluido de tratamiento en la formación subterránea.

[0033] En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita puede estar presente en los fluidos de tratamiento en una cantidad de alrededor de 0,1 libras por barril (ppb) a alrededor de 100 ppb (por ejemplo, a alrededor de 1 ppb, alrededor de 5 ppb, alrededor de 10 ppb, alrededor de 15 ppb, alrededor de 20 ppb, alrededor de 25 ppb, alrededor de 30 ppb, alrededor de 35 ppb, alrededor de 40 ppb, alrededor de 45 ppb, alrededor de 50 ppb, alrededor de 55 ppb, alrededor de 60 ppb, alrededor de 65 ppb, alrededor de 70 ppb, alrededor de 75 ppb, alrededor de 80 ppb, alrededor de 85 ppb, alrededor de 90 ppb, alrededor de 95 ppb, alrededor de 100 ppb, etc.). En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita puede estar presente en el fluido de tratamiento en una cantidad de alrededor de 0,25 ppb a alrededor de 15 ppb. En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita puede estar presente en una cantidad de alrededor de 0,25 ppb a alrededor de 10 ppb.

[0034] En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita puede activarse mediante exposición a iones divalentes o a un entorno de pH reducido. Por ejemplo, el aditivo inhibidor de lutita puede estar inactivo hasta que entra en contacto con un fluido o entorno que incluye iones divalentes, lo que desencadena las propiedades de inhibición de lutita del aditivo (por ejemplo, reducción de hinchamiento y/o reducción de la transmisión de presión de poro). En otro ejemplo, el aditivo inhibidor de lutita puede estar inactivo hasta que entra en contacto con un fluido o entorno que tenga un pH de menos de 7, menos de 6, o menos de 5, lo que puede desencadenar las propiedades de inhibición de lutita del aditivo (por ejemplo, reducción de hinchamiento y/o reducción de la transmisión de presión de poro).

[0035] En ciertas formas de realización, los fluidos de tratamiento y los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación pueden ser eficaces dentro un

rango de niveles de pH. Por ejemplo, en ciertas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita de la presente divulgación puede proporcionar una inhibición de lutita eficaz desde un pH de alrededor de 7 a alrededor de 12. Además, los fluidos de tratamiento de la presente divulgación pueden ser adecuados para una variedad de formaciones subterráneas, que incluyen, entre otras, formaciones de lutita y formaciones de carbonato.

[0036] Las composiciones utilizadas en los métodos de la presente divulgación pueden incluir cualquier fluido de base acuosa o no acuosa conocido en la técnica. La expresión "fluido base" se refiere al componente principal del fluido (a diferencia de los componentes disueltos y/o suspendidos allí) y no indica ninguna condición o propiedad particular de ese fluido, tal como su masa, cantidad, pH, etc. Los fluidos acuosos que pueden ser adecuados para su uso en los métodos y composiciones de la presente divulgación pueden incluir agua de cualquier fuente. Tales fluidos acuosos pueden incluir agua dulce, agua salada (por ejemplo, agua que contiene una o más sales disueltas allí), salmuera (por ejemplo, agua salada saturada), agua de mar, emulsiones de aceite en agua, o cualquier combinación de estas. Los fluidos acuosos pueden incluir una o más especies iónicas, tales como las formadas por sales disueltas en agua. Por ejemplo, el agua de mar y/o agua producida pueden incluir una variedad de especies catiónicas divalentes disueltas allí. Los ejemplos de fluidos oleaginosos adecuados que pueden incluirse en los fluidos de base oleaginosa incluyen, entre otros, α -olefinas, olefinas internas, alcanos, solventes aromáticos, cicloalcanos, gas licuado de petróleo, queroseno, gasóleos, aceites crudos, gasóleos, aceites de combustible, aceites de parafina, aceites minerales, aceites minerales de baja toxicidad, olefinas, ésteres, amidas, aceites sintéticos (por ejemplo, poliolefinas), polidiorganosiloxanos, siloxanos, organosiloxanos, éteres, acetales, dialquilcarbonatos, hidrocarburos y cualquier combinación de estos.

[0037] En ciertas formas de realización, los aditivos o fluidos de tratamiento de la presente divulgación pueden incluir un solvente. Los ejemplos de solventes adecuados para ciertas formas de realización de la presente divulgación incluyen,

entre otros, un alcohol, un glicol, polietilenglicol, acetona y cualquier combinación de estos. En algunas formas de realización, el solvente puede incluir agua.

[0038] Como se usa en la presente, se entenderá que la expresión "fluido de tratamiento" se refiere a cualquier fluido que pueda utilizarse en una aplicación junto con una función deseada y/o para un propósito deseado. El término "tratamiento" no implica ninguna acción particular por parte del fluido o cualquier componente de este. Los fluidos de tratamiento generalmente incluyen un fluido base. Los fluidos de tratamiento que pueden ser útiles de acuerdo con la presente divulgación incluyen, entre otros, fluidos de perforación, fluidos de fracturamiento, fluidos de empaque de grava, fluidos precolchón, fluidos de colchón, fluidos previos al prelavado, fluidos posteriores al prelavado, fluidos ácidos, fluidos de consolidación, fluidos de cementación, fluidos de limpieza de pozos, fluidos de conformidad, fluidos acuosos (por ejemplo, agua dulce, agua salada, salmueras, etc.), fluidos no acuosos (por ejemplo, aceites minerales, aceites sintéticos, ésteres, etc.), fluidos a base de hidrocarburos (por ejemplo, queroseno, xileno, tolueno, diésel, aceites, etc.), fluidos espumados (por ejemplo, un líquido que incluye un gas), geles, emulsiones, gases, y similares. En una o más formas de realización, el fluido de tratamiento puede tener un pH dentro de un rango de alrededor de 8 a alrededor de 11. En una o más formas de realización, el fluido de tratamiento puede tener un pH dentro de un rango de alrededor de 7 a alrededor de 12. En otras formas de realización, el fluido de tratamiento que incluye el aditivo inhibidor de corrosión puede tener un pH mayor que 4, 5, 6, 7, 8 o 9.

[0039] En ciertas formas de realización, los métodos y composiciones de la presente divulgación opcionalmente puede incluir cualquier cantidad de aditivos adicionales. Ejemplos de tales aditivos adicionales incluyen, entre otros, sales, tensioactivos, ácidos, partículas de apuntalante, agentes de desviación, gas, nitrógeno, dióxido de carbono, agentes modificadores de superficie, agentes de pegajosidad, espumantes, inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, catalizadores, agentes de control de arcilla, biocidas, reductores de fricción, agentes antiespumantes, floculantes, captadores de H_2S , captadores de CO_2 ,

captadores de oxígeno, lubricantes, agentes viscosificantes, agentes de ruptura, modificadores de permeabilidad relativa, resinas, agentes humectantes, agentes mejoradores del recubrimiento, agentes de eliminación de torta de filtro, agentes anticongelantes (por ejemplo, etilenglicol), agentes de reticulación, agentes de curado, agentes moderadores del tiempo de gel, activadores de curado, y similares. En algunas formas de realización, el fluido de tratamiento puede contener modificadores y estabilizadores de reología (viscosidad y resistencia de gel). Una persona del oficio de nivel medio, con el beneficio de la presente divulgación, reconocerá los tipos de aditivos que pueden incluirse en los fluidos de la presente divulgación para una aplicación particular.

[0040] Los métodos y composiciones de la presente divulgación pueden utilizarse en una variedad de aplicaciones. Estas incluyen aplicaciones de fondo de pozo (por ejemplo, perforación, fracturamiento, terminaciones, producción de petróleo), uso en conductos, recipientes y/u otras porciones de aplicaciones de refinación, torres/aplicaciones de separación de gas, tratamientos de tuberías, eliminación y/o tratamiento de agua, y eliminación y/o tratamiento de aguas residuales. En ciertas formas de realización, se puede introducir un fluido de tratamiento en una formación subterránea. En algunas formas de realización, el fluido de tratamiento puede introducirse en un pozo que penetre al menos una porción de una formación subterránea. En ciertas formas de realización, se puede perforar un pozo y el fluido de tratamiento se puede hacer circular en el pozo durante, antes o después de la perforación. En algunas formas de realización, el fluido de tratamiento puede introducirse a una presión suficiente para crear o mejorar una o más fracturas dentro de la formación subterránea (por ejemplo, fracturamiento hidráulico). En ciertas formas de realización, los métodos y composiciones de la presente divulgación pueden incluir un fluido de tratamiento introducido en al menos una porción del pozo o formación subterránea que tenga una temperatura de 150 °F (65,5 °C) o mayor, 175 °F (79,4 °C) o mayor, 200 °F (93,3 °C) o mayor o 250 °F (121,1 °C) o mayor.

[0041] Los métodos y composiciones de la presente divulgación pueden afectar directa o indirectamente a uno o más componentes o piezas de equipo asociados con la preparación, suministro, recuperación, reciclaje, reutilización y/o eliminación de las composiciones de la presente divulgación. Por ejemplo, los métodos y composiciones pueden afectar directa o indirectamente a uno o más mezcladoras, equipos de mezcla relacionados, pozos de lodo, instalaciones o unidades de almacenamiento, separadores de composición, intercambiadores de calor, sensores, medidores, bombas, compresores, y similares, utilizados para generar, almacenar, controlar, regular y/o reacondicionar las composiciones de la presente divulgación. Los métodos y composiciones de la presente divulgación también pueden afectar directa o indirectamente cualquier equipo de transporte o suministro utilizado para transportar el fluido a un sitio de pozo o fondo de pozo tal como, por ejemplo, cualquier tipo de recipientes de transporte, conductos, tuberías, camiones, tubulares y/o tubos utilizados para mover composicionalmente los fluidos de una ubicación a otra, cualquier tipo de bombas, compresores o motores (por ejemplo, en la parte superior o en el fondo de pozo) utilizados para impulsar los fluidos en movimiento, cualquier tipo de válvulas o juntas relacionadas utilizadas para regular la presión o velocidad de flujo de los fluidos y cualquier tipo de sensores (es decir, de presión y temperatura), medidores y/o combinaciones de estos y similares.

[0042] Ciertas formas de realización de los métodos y composiciones divulgados en la presente pueden afectar directa o indirectamente a uno o más componentes o piezas de equipo asociados con la preparación, suministro, recuperación, reciclaje, reutilización y/o desecho de las composiciones divulgadas. Por ejemplo, y con referencia a la Figura 3, los métodos divulgados pueden afectar directa o indirectamente a uno o más componentes o piezas de equipo asociados con un sistema 10, de acuerdo con una o más formas de realización. En ciertas formas de realización, el sistema 10 incluye un aparato que produce fluido 20, una fuente de fluidos 30, una fuente de aditivos inhibidores de lutita 40 y un sistema de bomba y mezcladora 50, y reside en la superficie en un sitio de pozo donde se ubica un

pozo 60. El fluido puede ser un fluido listo para su uso en un tratamiento del pozo 60. En otras formas de realización, el aparato que produce fluido 20 puede omitirse y el fluido puede surgir directamente de la fuente de fluidos 30.

[0043]La fuente de aditivos inhibidores de lutita 40 puede incluir aditivos inhibidores de lutita para combinar con un fluido. El sistema 10 también puede incluir una fuente de aditivos 70 que proporcione uno o más aditivos para alterar las propiedades del fluido. Por ejemplo, los otros aditivos 70 se pueden incluir para reducir la fricción de bombeo, para reducir o eliminar la reacción del fluido a la formación geológica en la cual se forma el pozo, para operar como tensioactivos, y/o para llevar a cabo otras funciones.

[0044]El sistema de bombeo y mezcladora 50 puede recibir el fluido y combinarlo con otros componentes, que incluyen la fuente de aditivos inhibidores 40 y/o componentes adicionales de la fuente de aditivos 70. En ciertas formas de realización, la mezcla resultante se puede bombear al pozo 60 a una presión adecuada para introducir el fluido en una o más zonas permeables en la formación subterránea. En ciertos casos, el aparato que produce fluido 20 y/o la fuente de fluidos 30, pueden estar equipados con uno o más dispositivos de medición o sensores (no mostrados) para controlar y/o medir el flujo de fluidos, aditivos inhibidores de lutita, apuntalantes, divergentes, agentes de obturación, y/u otras composiciones para el sistema de bombeo y mezcladora 50. En ciertas formas de realización, los dispositivos de medición pueden permitir que el sistema de bombeo y mezcladora 50 se abastezca de una, algunas o todas las fuentes diferentes en un momento dado, y pueden facilitar la preparación de fluidos de acuerdo con la presente divulgación a través de métodos de mezcla continua o "sobre la marcha". Por lo tanto, por ejemplo, el sistema de bombeo y mezcladora 50 puede proporcionar solo fluido al pozo en algunos momentos, solo aditivos en otros momentos y combinaciones de esos componentes en otros momentos.

[0045]Si bien no se ilustra específicamente en la presente, los métodos y sistemas divulgados también pueden afectar directa o indirectamente a cualquier equipo de transporte o suministro utilizado para transportar composiciones de pozo al

sistema 50 tal como, por ejemplo, cualquier tipo de recipientes de transporte, conductos, tuberías, camiones, tubulares y/o tubos utilizados para mover de manera fluida los fluidos de una ubicación a otra, cualquier tipo de bombas, compresores o motores utilizados para impulsar las composiciones en movimiento, cualquier tipo de válvulas o juntas relacionadas utilizadas para regular la presión o la velocidad de flujo de las composiciones, y cualquier tipo de sensores (por ejemplo, de presión y temperatura), medidores y/o combinaciones de estos, y similares.

[0046] Por ejemplo, y con referencia a la Figura 4, los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación pueden afectar directa o indirectamente a uno o más componentes o piezas de equipo asociados con un ensamblaje de perforación de pozos 100 de ejemplo, de acuerdo con una o más formas de realización. Debe observarse que, si bien la Figura 4 representa en general un ensamblaje de perforación en tierra, las personas del oficio de nivel medio reconocerán con facilidad que los principios descritos en la presente son igualmente aplicables a operaciones de perforación submarinas que emplean torres de perforación y plataformas flotantes o situadas en el mar, sin apartarse del alcance de la divulgación.

[0047] Como se ilustra, el ensamblaje de perforación 100 puede incluir una plataforma de perforación 102 que soporta una torre de perforación 104 que tiene un bloque viajero 106 para subir y bajar una sarta de perforación 108. La sarta de perforación 108 puede incluir, entre otros, tubería de perforación y tubería flexible, generalmente conocidas por las personas del oficio de nivel medio. Un vástago de perforación 110 soporta la sarta de perforación 108 a medida que se la baja a través de una mesa rotativa 112. Una barrena de perforación 114 está unida al extremo distal de la sarta de perforación 108 y es accionada por un motor de fondo de pozo y/o mediante la rotación de la sarta de perforación 108 de la superficie del pozo. A medida que la barrena 114 gira, crea un pozo 116 que penetra diversas formaciones subterráneas 118.

[0048]Una bomba 120 (por ejemplo, una bomba de lodo) hace circular fluido de pozo 122 (por ejemplo, un fluido de perforación o una píldora de pérdida de circulación descrito en la presente) a través de una tubería de alimentación 124 y al vástago de perforación 110, que transporta el fluido de pozo 122 al fondo de pozo a través del interior de la sarta de perforación 108 y a través de uno o más orificios en la barrena de perforación 114 (u opcionalmente a través de una derivación o puertos (no se muestra) a lo largo de la sarta de perforación y por encima de la barrena de perforación 114). Luego, el fluido de pozo 122 se hace circular de regreso a la superficie a través de un anillo 126 definido entre la sarta de perforación 108 y las paredes del pozo 116. En la superficie, el fluido de pozo 122 recirculado o gastado sale del anillo 126 y puede transportarse a una o más unidades de procesamiento de fluido 128 a través de una línea de flujo de interconexión 130. Después de pasar a través de las unidades de procesamiento de fluido 128, se deposita un fluido de pozo 122 "limpiado" en un pozo de retención cercano 132 (por ejemplo, un pozo de lodo). Si bien se ilustra como dispuesta en la salida del pozo 116 a través del anillo 126, las personas del oficio de nivel medio apreciarán con facilidad que las unidades de procesamiento de fluido 128 pueden disponerse en cualquier otra ubicación en el ensamblaje de perforación 100 para facilitar su correcto funcionamiento, sin apartarse del alcance de la divulgación. Los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación pueden agregarse al fluido de pozo 122 a través de una tolva de mezcla 134 acoplada de manera comunicable, o de otra manera en comunicación de fluido, con el pozo de retención 132. La tolva de mezcla 134 puede incluir, entre otros, mezcladoras y equipos de mezcla relacionados conocidos por las personas del oficio de nivel medio. En otras formas de realización, sin embargo, los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación puede agregarse al fluido de pozo 122 en cualquier otra ubicación en el ensamblaje de perforación 100. En al menos una forma de realización, por ejemplo, podría haber más de un pozo de retención 132, tal como múltiples pozos de retención 132 en serie. Además, el pozo de retención 132 puede ser representativo de una o más instalaciones y/o unidades

de almacenamiento de fluido donde los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación pueden almacenarse, reacondicionarse y/o regularse hasta que se agreguen al fluido de pozo 122.

[0049] Como se mencionó anteriormente, los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación pueden afectar directa o indirectamente a los componentes y equipo del ensamblaje de perforación 100. Por ejemplo, los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación pueden afectar directa o indirectamente a las unidades de procesamiento de fluido 128 que pueden incluir, entre otros, uno o más de un agitador (por ejemplo, una zaranda vibratoria), una centrífuga, un hidrociclón, un separador (que incluye separadores magnéticos y eléctricos), un separador de limo, un desarenador, un separador, un filtro (por ejemplo, filtros de tierra de diatomeas), un intercambiador de calor y cualquier equipo de recuperación de fluidos. Las unidades de procesamiento de fluido 128 puede incluir además uno o más sensores, medidores, bombas, compresores y similares utilizados para almacenar, monitorear, regular y/o reacondicionar los materiales de pérdida de circulación de ejemplo.

[0050] Los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación pueden afectar directa o indirectamente la bomba 120, que incluye de manera representativa cualquier tipo de conductos, tuberías, camiones, tubulares y/o tubos utilizados para transportar de manera fluida los materiales de circulación perdida en el fondo del pozo, cualquier tipo de bombas, compresores o motores (por ejemplo, en la parte superior o en el fondo de pozo) utilizados para poner en movimiento los materiales de circulación perdida, cualquier tipo de válvulas o juntas relacionadas utilizadas para regular la presión o la velocidad de flujo del aditivo inhibidor de lutita y cualquier tipo de sensores (es decir, de presión, temperatura, velocidad de flujo, etc.), medidores y/o combinaciones de estos y similares. El aditivo inhibidor de lutita de la presente divulgación también pueden afectar directa o indirectamente a la tolva de mezcla 134 y el pozo de retención 132 y sus diversas variaciones.

[0051] Los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación también pueden afectar directa o indirectamente a los diversos equipos y herramientas de fondo de pozo que pueden entrar en contacto con los aditivos inhibidores de lutita tal como, entre otros, la sarta de perforación 108, cualquier flotador, collares de perforación, motores de lodo, motores y/o bombas de fondo de pozo asociados con la sarta de perforación 108, y cualquier tipo de herramientas MWD/LWD y equipo de telemetría relacionado, sensores o sensores distribuidos asociados con la sarta de perforación 108. Los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación también pueden afectar directa o indirectamente a cualquier tipo de intercambiadores de calor de fondo de pozo, válvulas y correspondientes dispositivos de accionamiento, sellos de herramientas, empacadores y otros dispositivos o componentes de aislamiento de pozo, y similares asociados con el pozo 116. Los aditivos inhibidores de lutita de la presente divulgación también pueden afectar directa o indirectamente a la barrena de perforación 114, que puede incluir, entre otros, barrenas de conos giratorios, barrena de PDC, barrena de diamante natural, cualquier tipo de abridores de orificios, rectificadores, brocas sacatestigos, etc.

[0052] Los métodos y composiciones de la presente divulgación también pueden afectar directa o indirectamente los diversos equipos y herramientas de fondo de pozo que pueden entrar en contacto con los fluidos, tales como, entre otros, una tubería de revestimiento de pozo, tubería de revestimiento corta de pozo, sarta de terminación, sarta de inserción, sarta de perforación, tubería flexible, línea de acero, cableado eléctrico, tubería de perforación, collares de perforación, motores de lodo, motores y/o bombas de fondo de pozo, bombas de cemento, motores y/o bombas montados en la superficie, centralizadores, turbolizadores, raspadores, flotadores (por ejemplo, zapatas, collares, válvulas, etc.), herramientas de registro y equipos de telemetría relacionados, accionadores (por ejemplo, dispositivos electromecánicos, dispositivos hidromecánicos, etc.), camisas de deslizamiento, manguitos de producción, tapones, cedazos, filtros, dispositivos de control de flujo (por ejemplo, dispositivos de control de flujo de entrada, dispositivos de control de

flujo de entrada autónomos, dispositivos de control de flujo de salida, etc.), acoplamientos (por ejemplo, conexión húmeda electrohidráulica, conexión seca, acoplador inductivo, etc.), líneas de control (por ejemplo, eléctricas, de fibra óptica, hidráulicas, etc.), líneas de vigilancia, barrenas de perforación y rectificadores, sensores o sensores distribuidos, intercambiadores de calor de fondo de pozo, válvulas y dispositivos de accionamiento correspondientes, sellos de herramientas, empacadores, tapones de cemento, tapones puente y otros dispositivos o componentes de aislamiento de pozo y similares. En algunas formas de realización, el fluido de tratamiento se introduce en un pozo mediante el uso de una o más bombas.

[0053] En ciertas formas de realización, los fluidos se pueden formar en un sitio de pozo donde se lleva a cabo la operación o el tratamiento, ya sea mediante mezcla por lotes o mezcla continua ("sobre la marcha"). La expresión "sobre la marcha" se usa en la presente para incluir métodos para combinar dos o más componentes en donde una corriente de flujo de un elemento se introduce continuamente en una corriente de flujo de al menos un otro componente de modo que las corrientes se combinen y se mezclen mientras siguen fluyendo como una sola corriente como parte del tratamiento en curso. Tal mezcla también puede describirse como mezcla "en tiempo real". En otras formas de realización, los fluidos de tratamiento de la presente divulgación pueden prepararse, ya sea por completo o parcialmente, en una ubicación fuera del sitio y transportarse al sitio donde se lleva a cabo el tratamiento u operación. Al introducir un fluido de tratamiento de la presente divulgación en una porción de una formación subterránea, los componentes del fluido de tratamiento pueden mezclarse entre sí en la superficie e introducirse juntos en la formación, o uno o más componentes pueden introducirse en la formación en la superficie por separado de otros componentes, de manera tal que los componentes se mezclen o entremezclen en una porción de la formación para formar un fluido de tratamiento. En cualquiera de tales casos, el fluido de tratamiento se considera introducido en al menos una porción de la formación subterránea a los efectos de la presente divulgación.

[0054]Una forma de realización de la presente divulgación es un método que incluye: proporcionar un fluido de tratamiento que incluye un aditivo inhibidor de lutita que incluye un anión de silicato y un catión de amonio cuaternario; introducir el fluido de tratamiento en un pozo que penetre al menos una porción de una formación subterránea que incluye lutita; y permitir que el aditivo inhibidor de lutita interactúe con la lutita en la formación subterránea para inhibir al menos parcialmente la lutita.

[0055]En una o más formas de realización descritas anteriormente, el catión de amonio cuaternario se selecciona del grupo que consiste en: colina, acetilcolina, un derivado de colina, un catión de tetrametilamonio, un catión de tetraetilamonio, un catión de tetrapropilamonio, un catión de tetrabutilamonio, un etoxilato de amina cuaternaria y cualquier combinación de estos. En una o más formas de realización descritas anteriormente, el catión de amonio cuaternario es colina. En una o más formas de realización descritas anteriormente, el aditivo inhibidor de lutita incluye silicato de colina. En una o más formas de realización descritas anteriormente, el fluido base es un fluido de base acuosa. En una o más formas de realización descritas anteriormente, el método además comprende permitir que el inhibidor de lutita inhiba al menos parcialmente la lutita e incluye permitir que el aditivo inhibidor de lutita reduzca el hinchamiento de al menos una porción de la lutita y reduzca la transmisión de presión de poro de un fluido en al menos una porción de la lutita en al menos la porción de la formación subterránea. En una o más formas de realización descritas anteriormente, el silicato se selecciona del grupo que consiste en: un ortosilicato, un pirosilicato, un silicato cíclico, un silicato monocatenario, un silicato de cadena doble, un silicato en láminas, un silicato coloidal y cualquier combinación de estos. En una o más formas de realización descritas anteriormente, la proporción en peso del silicato con respecto al catión de amonio cuaternario es de alrededor de 5:1 a alrededor de 1:20. En una o más formas de realización descritas anteriormente, el aditivo inhibidor de lutita se agrega al fluido de tratamiento en una cantidad de alrededor de 0,1 a alrededor de 25 libras por barril del fluido de tratamiento.

[0056]Una forma de realización de la presente divulgación es un método que incluye: perforar al menos una porción de un pozo para penetrar al menos una porción de una formación subterránea que incluya lutita; hacer circular un fluido de perforación en al menos la porción del pozo mientras se perfora al menos la porción del pozo, en donde el fluido de perforación incluye un aditivo que incluye un fluido base, un anión de silicato y un catión de amonio cuaternario; y permitir que el aditivo interactúe con la lutita en la formación subterránea para inhibir al menos parcialmente la lutita.

[0057]En una o más formas de realización descritas anteriormente, el catión de amonio cuaternario es colina. En una o más formas de realización descritas anteriormente, el aditivo inhibidor de lutita incluye silicato de colina. En una o más formas de realización descritas anteriormente, el fluido base es un fluido de base acuosa. En una o más formas de realización descritas anteriormente, el método además incluye permitir que el aditivo inhibidor de lutita reduzca el hinchamiento de al menos una porción de la lutita y reduzca la transmisión de presión de poro de un fluido en al menos una porción de la lutita en al menos la porción de la formación subterránea. En una o más formas de realización descritas anteriormente, el silicato se selecciona del grupo que consiste en: un ortosilicato, un piroxilicato, un silicato cíclico, un silicato monocatenario, un silicato de cadena doble, un silicato en láminas, un silicato coloidal y cualquier combinación de estos. En una o más formas de realización descritas anteriormente, la proporción en peso del silicato con respecto al catión de amonio cuaternario es de alrededor de 5:1 a alrededor de 1:20. En una o más formas de realización descritas anteriormente, el aditivo inhibidor de lutita se agrega al fluido de perforación en una cantidad de alrededor de 0,1 a alrededor de 25 libras por barril del fluido de perforación.

[0058]En otra forma de realización, la presente divulgación proporciona una composición que incluye un fluido de base acuosa, un agente viscosificante y silicato de colina. En una o más formas de realización descritas anteriormente, la proporción en peso de silicato con respecto a colina en el silicato de colina es de

alrededor de 5:1 a alrededor de 1:20. En una o más formas de realización descritas anteriormente, el silicato de colina está presente en la composición en una cantidad de alrededor de 0,1 a alrededor de 25 libras por barril del fluido base.

[0059] Por lo tanto, la presente divulgación está adaptada para lograr los fines y las ventajas mencionados, así como aquellos que son inherentes a esta. Las formas de realización particulares divulgadas anteriormente son solo ilustrativas, ya que la presente divulgación puede modificarse y ponerse en práctica de maneras diferentes pero equivalentes que son evidentes para las personas del oficio de nivel medio que tienen el beneficio de las enseñanzas en la presente. Si bien las personas del oficio de nivel medio pueden realizar numerosos cambios, tales cambios están abarcados por el espíritu del objeto definido por las reivindicaciones adjuntas. Además, no se pretende limitar los detalles de construcción o diseño que se muestran en la presente, a excepción de lo que se describe en las siguientes reivindicaciones. Por lo tanto, es evidente que las formas de realización ilustrativas particulares divulgadas anteriormente pueden alterarse o modificarse y que todas tales variaciones se consideran dentro del alcance y espíritu de la presente divulgación. En particular, debe entenderse que cada rango de valores (por ejemplo, "de alrededor de a a alrededor de b", o, de manera equivalente, "de aproximadamente a a b", o, de manera equivalente, "de aproximadamente a-b") divulgado en la presente se refiere al conjunto potencia (el conjunto de todos los subconjuntos) del rango respectivo de valores. Los términos en las reivindicaciones tienen su significado común y habitual, a menos que el titular de la patente los defina explícita y claramente de otra forma.