

ADITIVOS INHIBIDORES DE LUTITA SÓLIDOS

Referencia Cruzada a Solicitudes Relacionadas

La presente solicitud reivindica prioridad a la solicitud no provisional estadounidense con N.º de serie 16/591.781 presentada el 3 de octubre de 2019, titulada "SOLID SHALE INHIBITOR ADDITIVES" que se incorpora por referencia en su totalidad.

ANTECEDENTES

La presente divulgación se refiere a métodos y composiciones para usar aditivos inhibidores de lutita en formaciones subterráneas.

Los fluidos de tratamiento se utilizan en una variedad de operaciones que pueden realizarse en formaciones subterráneas. Como se menciona en la presente, se entenderá que la expresión "fluido de tratamiento" significa cualquier fluido que pueda usarse en una aplicación subterránea junto con una función deseada y/o para un propósito deseado. La expresión "fluido de tratamiento" no implica una acción particular por parte del fluido. Los fluidos de tratamiento a menudo se utilizan en, por ejemplo, operaciones de perforación, terminación y estimulación de pozos. Los ejemplos de tales fluidos de tratamiento incluyen, entre otros, fluidos de perforación, fluidos de limpieza de pozos, fluidos de remediación, fluidos de conformidad, fluidos de empaque de grava, fluidos de acidificación, fluidos de fracturamiento, fluidos espaciadores y similares.

Durante la perforación de pozos subterráneos, se pueden encontrar varios estratos que incluyen lutitas reactivas. El término "lutita" puede referirse a 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 perforación debido a, entre otros factores, su tendencia a degradarse cuando se exponen a medios acuosos tales como los fluidos de perforación de base acuosa. Esta degradación, de la cual el hinchamiento es un ejemplo, puede dar como resultado condiciones de perforación indeseables y/o interferencias indeseables con el fluido de perforación. Por ejemplo, la degradación de la lutita puede interferir con los intentos de mantener la integridad de los recortes perforados que suben por el pozo hasta el momento en que los recortes puedan ser eliminados por un equipo de control de sólidos ubicado en la superficie.

Una técnica utilizada para contrarrestar la propensión de los fluidos de perforación acuosos a interactuar con las lutitas reactivas en una formación implica el uso de ciertos aditivos en los fluidos de perforación acuosos que pueden inhibir la lutita, por ejemplo, aditivos que pueden demostrar una propensión a reducir la tendencia de la lutita a absorber agua. Se han utilizado aditivos inhibidores de lutita líquidos para inhibir la lutita, pero, en ciertos casos, pueden ser difíciles de manipular.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

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.

La Figura 1 es un diagrama que ilustra un ejemplo de un sistema que se puede usar de acuerdo con ciertas formas de realización de la presente divulgación.

La Figura 2 es un diagrama que ilustra un ejemplo de un ensamblaje de perforación de pozos que se puede usar de acuerdo con ciertas formas de realización de la presente divulgación.

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 puede ser modificado, alterado y admite equivalentes en forma y función de manera considerable, como se les ocurrirá a las personas del oficio de nivel medio que se benefician de esta divulgación. Las formas de realización representadas y descritas de esta divulgación son únicamente ejemplos y no son exhaustivas del alcance de esta divulgación.

DESCRIPCIÓN DE CIERTAS FORMAS DE REALIZACIÓN

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.

La presente divulgación se refiere a métodos y composiciones para su uso en formaciones subterráneas, y específicamente, a aditivos inhibidores de lutita sólidos y métodos de uso. Más específicamente, en ciertas formas de realización, los métodos

de la presente divulgación pueden incluir proporcionar un fluido de tratamiento acuoso que incluye un fluido de base acuosa y un aditivo inhibidor de lutita sólido, en donde el aditivo inhibidor de lutita sólido incluye partículas portadoras y una composición de tratamiento que incluye un inhibidor de lutita; e introducir el fluido de tratamiento en un pozo que penetre al menos una porción de una formación subterránea. En algunas formas de realización, los métodos de la presente divulgación pueden incluir perforar al menos una porción de un pozo para penetrar al menos una porción de una formación subterránea que incluye 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 fluido de base acuosa y un aditivo inhibidor de lutita sólido que incluye partículas portadoras y una composición de tratamiento que incluye un inhibidor de lutita; permitir que al menos una porción de la composición de tratamiento se libere de las partículas portadoras; y permitir que el inhibidor de lutita interactúe con la lutita en la formación subterránea para inhibir al menos parcialmente la lutita.

En algunas formas de realización, los métodos de la presente divulgación pueden incluir proporcionar un fluido de tratamiento que incluye un fluido de base acuosa y un aditivo inhibidor de lutita sólido que incluye partículas portadoras y una composición de tratamiento que incluye un inhibidor de lutita; introducir el fluido de tratamiento en al menos una porción de una formación subterránea para poner en contacto al menos una porción de la formación subterránea que incluye lutita y una zona de pérdida; permitir que al menos una porción del inhibidor de lutita se libere de las partículas portadoras e interactúe con la lutita en la formación subterránea para inhibir al menos parcialmente la lutita; y permitir que al menos una porción de las partículas portadoras taponen al menos parcialmente la zona de pérdida.

Diversos mecanismos diferentes pueden inhibir la lutita en formaciones subterráneas, que incluyen, entre otros, la inhibición a través de la interacción de carga (por ejemplo, mediante el uso de sales y aditivos a base de aminas), el bloqueo de los poros en la matriz de formación mediante el uso de materiales inertes (por ejemplo, nanomateriales) para evitar que los fluidos acuosos entren en contacto con las lutitas en la formación y/o encapsulen al menos parcialmente las partículas de lutita para estabilizar al menos parcialmente las partículas de lutita y/o evitar su desgaste y/o abrasión en partículas más pequeñas. Como se hace referencia en la presente, la frase "inhibir la lutita", o variantes de esta, se refiere a la acción de uno o más de estos o cualquier otro mecanismo de inhibición, ya sea individual o colectivamente. Como se

usa en la presente, el término "encapsulación" y variantes de este no implican ningún grado particular de encapsulación o recubrimiento, ya sea parcial o de otro tipo. En algunas formas de realización, un encapsulador de lutita puede formar una barrera porosa u otra estructura alrededor de la superficie exterior de un particulado de lutita que puede ayudar a mantener unida la partícula de lutita y/o reducir su desgaste, abrasión y/o degradación en partículas más pequeñas.

Como se usa en la presente, "zona de pérdida" se refiere a una porción de una formación subterránea en la que se pueden perder los fluidos que circulan en un pozo. En ciertas formas de realización, las zonas de pérdida pueden incluir huecos, zonas de cavidades, lavados, zonas de pérdida de circulación, perforaciones, fracturas naturales, fracturas inducidas y cualquier combinación de estos.

Entre las muchas ventajas potenciales de los métodos y composiciones de la presente divulgación, de las cuales solo algunas se mencionan en la presente, los métodos, composiciones y sistemas de la presente divulgación pueden proporcionar un aditivo inhibidor de lutita sólido que sea más fácil de manipular que ciertos aditivos inhibidores de lutita líquidos, que pueden requerir equipo adicional (por ejemplo, tambores). En ciertas formas de realización, los métodos y composiciones de la presente divulgación pueden proporcionar aditivos inhibidores de lutita sólidos sin sal. En algunas formas de realización, los métodos y composiciones de la presente divulgación pueden incluir partículas portadoras que también pueden servir como agentes de obturación o agentes de control de filtración en el pozo. En ciertas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita sólido puede incluir una composición de tratamiento de múltiples componentes que incluye uno o más aditivos de tratamiento además del inhibidor de lutita. En algunas formas de realización, cargar la composición de tratamiento sobre las partículas portadoras puede reducir el polvo que pueden generar ciertas partículas portadoras.

El aditivo inhibidor de lutita sólido de la presente divulgación puede incluir una partícula portadora y una composición de tratamiento. La composición de tratamiento puede incluir un inhibidor de lutita. En ciertas formas de realización, la composición de tratamiento puede incluir uno o más aditivos de tratamiento adicionales además del inhibidor de lutita. En algunas formas de realización, las partículas portadoras de la presente divulgación pueden portar uno o más aditivos de tratamiento para su adición a un fluido de tratamiento. En ciertas formas de realización, el uno o más aditivos de tratamiento se pueden adsorber, absorber y/o cargar en o sobre las partículas portadoras. En algunas formas de realización, sin estar limitado por la teoría, se

pueden cargar o infundir uno o más aditivos de tratamiento en los poros de las partículas portadoras.

En algunas formas de realización, el fluido de tratamiento puede ser un fluido acuoso, un fluido no acuoso, una emulsión o una emulsión invertida. En algunas formas de realización, el fluido de tratamiento no incluye una emulsión ni una emulsión invertida. En ciertas formas de realización, las partículas portadoras pueden incluir un material inerte, un material higroscópico, o ambos. Los ejemplos de materiales adecuados para partículas portadoras de acuerdo con ciertas formas de realización de la presente divulgación incluyen, entre otros, sílice ahumada, sílice cristalina, sílice precipitada, carbonato de calcio, carbonato de calcio precipitado, aragonita, sepiolita, zeolita, vermiculita, tierra de diatomeas, un óxido de metal, cal, arcilla, carbón activado, barita y cualquier combinación de estos. En ciertas formas de realización, las partículas portadoras pueden incluir sílice ahumada en polvo, sílice cristalina en polvo, sílice precipitada en polvo y cualquier combinación de estas. En algunas formas de realización, las partículas portadoras pueden ser un agente de obturación. En algunas formas de realización, las partículas portadoras pueden incluir un material degradable.

En ciertas formas de realización, los métodos de la presente divulgación pueden incluir la introducción de al menos una porción del fluido de tratamiento dentro de una zona de pérdida u otra trayectoria de flujo a través de la cual el flujo de fluidos puede reducirse o cesar de manera deseable. En algunas formas de realización, las partículas portadoras pueden reducir o prevenir la pérdida de fluidos acuosos o no acuosos en zonas de pérdida tales como huecos, zonas vulgares, perforaciones y fracturas naturales o inducidas.

En algunas formas de realización, las partículas portadoras pueden ser un material en polvo. En ciertas formas de realización, las partículas portadoras de la presente divulgación pueden incluir partículas de diversos tamaños. En ciertas formas de realización, las partículas portadoras de la presente divulgación pueden incluir partículas que tienen un diámetro de partícula promedio que varía de alrededor de 1 micrómetro a alrededor de 500 micrómetros, de alrededor de 1 micrómetros a alrededor de 400 micrómetros, o de alrededor de 1 micrómetro a alrededor de 300 micrómetros.

En ciertas formas de realización, las partículas portadoras pueden incluir partículas que tienen un diámetro de 500 micrómetros o menos, 400 micrómetros o menos, o 300 micrómetros o menos. En algunas formas de realización, las partículas portadoras pueden incluir partículas que tienen un diámetro alrededor de 1 micrómetro

a alrededor de 500 micrómetros. En ciertas formas de realización, las partículas portadoras pueden presentar una distribución de tamaño de partícula entre alrededor de 1 micrómetros a alrededor de 2000 micrómetros. Por ejemplo, en algunas formas de realización, las partículas portadoras pueden tener una distribución de tamaño de partícula d50 de alrededor de 2,5 micrómetros a alrededor de 1000 micrómetros. En ciertas formas de realización, las partículas portadoras pueden presentar una distribución de tamaño de partícula d50 de 1000 micrómetros o menos, 750 micrómetros o menos, o 500 micrómetros o menos.

En ciertas formas de realización, las partículas portadoras de la presente divulgación pueden presentar una distribución de tamaño de partícula sustancialmente uniforme o una distribución de tamaño de partícula multimodal. Como se usa en la presente, las partículas portadoras que tienen una "distribución de tamaño de partícula sustancialmente uniforme" son partículas en las que la desviación estándar de los tamaños de partícula en una muestra representativa de las partículas está dentro de alrededor del 30 % del tamaño de partícula promedio (en número). Como se usa en la presente, las partículas portadoras que tienen una "distribución de tamaño de partículas multimodal" son partículas en las que una cantidad significativa de partículas tiene un tamaño de un orden de magnitud separado de la media de tamaño de partícula. En algunas formas de realización, las partículas portadoras pueden incluir una distribución de tamaño de partícula bimodal o trimodal.

En algunas formas de realización, las partículas portadoras pueden incluir una pluralidad de poros que tienen un tamaño de poro de alrededor de 0,1 micrómetros a alrededor de 100 micrómetros, de alrededor de 0,1 a alrededor de 50 micrómetros, o de alrededor de 0,1 a alrededor de 25 micrómetros. En ciertas formas de realización, las partículas portadoras de la presente divulgación pueden tener una porosidad total antes o después de la carga de la composición de tratamiento de alrededor de 1 % a alrededor de 33 % en volumen, de alrededor de 5 % a alrededor de 33 % en volumen, de alrededor de 6 % a alrededor de 30 %, de alrededor de 8 % a alrededor de 28 %, de alrededor de 10 % a alrededor de 25 %, de alrededor de 12 % a alrededor de 20 %, o de alrededor de 15 % a alrededor de 22 %, todo en volumen de las partículas portadoras.

En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita sólido y/o las partículas portadoras de la presente divulgación pueden tener una gravedad específica de 3 o menos, o 2,6 o menos. En ciertas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita sólido y/o las partículas portadoras de la presente divulgación pueden tener una

gravedad específica de 1,0 a 2,6, 1,0 a 2,5, 1,0 a 2,4, 1,0 a 2,3, 1,0 a 2,2, 1,0 a 2,0, o 1,0 a 1,8. En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita sólido puede incluir partículas portadoras en una cantidad de alrededor de 50 % o menos en peso, 40 % o menos, 30 % o menos, 20 % o menos, o 10 % o menos, todo en peso del aditivo.

En ciertas formas de realización, las partículas portadoras pueden incluir un polvo sólido que tenga una capacidad de transporte de al menos 40 de volumen por porcentaje en masa, mientras que permanece como un polvo fluido mientras porta la composición de tratamiento. En algunas formas de realización, la capacidad de transporte de las partículas portadoras puede ser al menos 50, 60 o 65 de volumen por porcentaje en masa y hasta 75 de volumen por porcentaje en masa. En ciertas formas de realización, la composición de tratamiento se libera en el pozo o fluido de tratamiento al mezclar y, al menos el 50, 60, 70 u 80 % de la composición de tratamiento adsorbida o absorbida en la partícula portadora puede liberarse en el fluido de tratamiento.

La composición de tratamiento de la presente divulgación puede incluir uno o más aditivos de tratamiento. En algunas formas de realización, la composición de tratamiento puede incluir un inhibidor de lutita. Los ejemplos de inhibidores de lutita adecuados para ciertas formas de realización de la presente divulgación incluyen, entre otros, una amina primaria, una amina secundaria, una amina terciaria, una amina cuaternaria, un glicol, polialquilenglicol, una poliacrilamida, una polivinilpirrolidona, un derivado de las anteriores y cualquier combinación de estas. En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita sólido puede incluir una amina primaria, una amina secundaria, una amina terciaria, una amina cuaternaria, un derivado de las anteriores y cualquier combinación de estas. En ciertas formas de realización, la composición de tratamiento también puede incluir uno o más aditivos de tratamiento. Los ejemplos de otros aditivos de tratamiento adecuados para ciertas formas de realización de la presente divulgación incluyen, entre otros, un viscosificador, un agente humectante, un diluyente, un modificador de reología, un emulgente, un tensioactivo, un dispersante, un reductor de tensión interfacial, un amortiguador de pH, un solvente mutuo, un lubricante, un antiespumante, un agente de limpieza y cualquier combinación de estos.

En ciertas formas de realización, la composición de tratamiento cargada sobre las partículas portadoras puede ser una composición de tratamiento líquida. En algunas formas de realización, la composición de tratamiento puede incluir una o más

sales en forma líquida (por ejemplo, disueltas en un fluido), que incluyen, entre otros, KCl, NaCl, $MgCl_2$, $CaCl_2$ y cualquier combinación de estos. En ciertas formas de realización, la sal puede incluir un anión seleccionado del grupo que consiste en cloruro, bromuro, fluoruro, un formiato, un silicato y cualquier combinación de estos. En algunas formas de realización, la sal puede incluir un catión seleccionado del grupo que consiste en potasio, sodio, magnesio, calcio, aluminio, bario, cesio y cualquier combinación de estos. Por ejemplo, en ciertas formas de realización, una sal puede disolverse en un fluido para formar una solución, mezclarse con el inhibidor de lutita para formar una composición de tratamiento y luego cargarse sobre las partículas portadoras. En algunas formas de realización, la composición de tratamiento puede incluir uno o más almidones en forma líquida.

En algunas formas de realización, la composición de tratamiento puede incluir un portador fluido acuoso o no acuoso. En ciertas formas de realización, la composición de tratamiento puede 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. Los aditivos de tratamiento (por ejemplo, un inhibidor de lutita y otro aditivo de tratamiento) pueden estar presentes en la composición de tratamiento que se carga sobre las partículas portadoras en una cantidad en un rango de alrededor de 0,1 % a alrededor de 99 % en peso, de alrededor de 0,1 a alrededor de 50 % en peso, des alrededor de 10 a alrededor de 80 % en peso, o de alrededor de 30 a alrededor de 70 % en peso, todo en peso de la composición de tratamiento. En algunas formas de realización, los aditivos de tratamiento pueden estar presentes en la composición de tratamiento que se carga sobre las partículas portadoras en una cantidad de 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 %, 60 %, 70 %, 80 % o 90 % en peso o más, todo en peso de la composición de tratamiento.

En algunas formas de realización, la composición de tratamiento puede incluir una mezcla de dos o más inhibidores de lutita. En ciertas formas de realización, la composición de tratamiento puede incluir uno o más aditivos de tratamiento. En formas de realización donde se usan dos o más aditivos de tratamiento, cada aditivo se puede adsorber/absorber por separado en las partículas portadoras, o los aditivos de tratamiento se pueden mezclar primero y luego adsorber/absorber en las partículas portadoras. En algunas formas de realización, los aditivos se pueden adsorber/absorber por separado, y las partículas portadoras cargadas se pueden

mezclar posteriormente entre sí. Por ejemplo, se puede cargar un inhibidor de lutita en las primeras partículas portadoras para formar un aditivo inhibidor de lutita sólido y se puede cargar un aditivo de tratamiento diferente en las segundas partículas portadoras para formar un aditivo de tratamiento sólido. Cuando se adsorben/absorben por separado en las partículas portadoras y las partículas portadoras cargadas no se mezclan, los aditivos se pueden agregar secuencial o simultáneamente al fluido de pozo. En algunas formas de realización, el inhibidor de lutita y otros aditivos de tratamiento se pueden cargar sobre las partículas portadoras por separado o mezclarse para formar una composición de tratamiento líquida antes de cargarlas sobre las partículas portadoras. En algunas formas de realización, mezclar los aditivos líquidos antes de la carga puede generar una distribución más homogénea del aditivo entre las partículas portadoras, en comparación con cargar los aditivos por separado.

En ciertas formas de realización, cargar los aditivos de tratamiento (por ejemplo, el inhibidor de lutita) en o sobre las partículas portadoras se puede lograr al agregar la composición de tratamiento que incluye uno o más aditivos de tratamiento (por ejemplo, como una solución líquida) a las partículas portadoras y al mezclar hasta que se desee la carga deseada. Tal mezcla se puede lograr mediante el uso de cualquier tipo de mezcladora, tal como una mezcladora de cizallamiento o una mezcladora dinámica. Cuando se mezclan las partículas portadoras y la composición de tratamiento, la cantidad de carga puede equilibrarse mediante las partículas portadoras para que permanezca fluida. En algunas formas de realización, la composición de tratamiento podría cargarse sobre las partículas portadoras mediante pulverización.

En algunas formas de realización, tras la adición del aditivo inhibidor de lutita sólido en un fluido de tratamiento, la composición de tratamiento (por ejemplo, un inhibidor de lutita o una mezcla de inhibidor de lutita y otros aditivos de tratamiento) cargada en las partículas portadoras puede comenzar a liberarse en el fluido de tratamiento. En ciertas formas de realización, las partículas portadoras pueden servir como agente de obturación, agente de control de filtración o apuntalante antes, después o durante la liberación de la composición de tratamiento. En algunas formas de realización, las partículas portadoras pueden eliminarse del fluido antes, durante o después de una operación de tratamiento.

En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita sólido se puede agregar al fluido de tratamiento en una cantidad de alrededor de 1 % a alrededor de 50 % en peso del fluido de tratamiento (por ejemplo, alrededor de 1 %, alrededor de

5 %, alrededor de 10 %, alrededor de 15 %, alrededor de 20 %, alrededor de 25 %, alrededor de 30 %, alrededor de 35 %, alrededor de 40 %, alrededor de 45 %, alrededor de 50 %, etc.). En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita sólido puede estar presente en el fluido de tratamiento en una cantidad de alrededor de 1 % a alrededor de 25 % en peso del fluido de tratamiento. En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita sólido puede estar presente en una cantidad de alrededor de 10 % a alrededor de 25 % en peso del fluido de tratamiento. En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita sólido puede estar presente en los fluidos de tratamiento en una cantidad de alrededor de 0,5 libras por barril (ppb) a alrededor de 100 ppb (por ejemplo, a alrededor de 0,5 ppb, alrededor de 1 ppb, alrededor de 2 ppb, alrededor de 3 ppb, alrededor de 4 ppb, alrededor de 5 ppb, alrededor de 6 ppb, alrededor de 7 ppb, alrededor de 8 ppb, alrededor de 9 ppb, alrededor de 10 ppb, alrededor de 15 ppb, alrededor de 20 ppb, alrededor de 30 ppb, alrededor de 40 ppb, alrededor de 50 ppb, alrededor de 60 ppb, alrededor de 70 ppb, alrededor de 80 ppb, alrededor de 90 ppb, alrededor de 100 ppb, etc.). En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita sólido puede estar presente en el fluido de tratamiento en una cantidad de alrededor de 0,5 ppb a alrededor de 20 ppb. En algunas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita sólido puede estar presente en una cantidad de alrededor de 0,5 ppb a alrededor de 10 ppb.

En ciertas formas de realización, los fluidos de tratamiento de la presente divulgación pueden incluir materiales de pérdida de circulación o agentes de obturación. Los ejemplos de materiales de pérdida de circulación adicionales o agentes de obturación adecuados para ciertas formas de realización de la presente divulgación incluyen, entre otros, mármol molido, carbono grafitico resiliente, cáscaras de nuez, carbonato de calcio, carbonato de magnesio, piedra caliza, dolomita, carbonato de hierro, óxido de hierro, óxido de calcio, óxido de magnesio, sales de perborato y similares, y cualquier combinación de estos. En ciertas formas de realización, los materiales adicionales de pérdida de circulación o agentes de obturación pueden incluir, entre otros, partículas BARACARB® (mármol molido, disponible a través de Halliburton Energy Services, Inc.) que incluyen BARACARB® 2, BARACARB® 5, BARACARB® 25, BARACARB® 50, BARACARB® 150, BARACARB® 600, BARACARB® 1200; partículas de STEELSEAL® (carbón grafitico resiliente, disponible a través de Halliburton Energy Services, Inc.) que incluyen polvo STEELSEAL®, STEELSEAL® 50, STEELSEAL® 150, STEELSEAL® 400 y STEELSEAL® 1000; partículas de WALL-NUT® (cáscaras de nuez molidas,

disponibles a través de Halliburton Energy Services, Inc.) que incluyen WALL-NUT® M, WALL-NUT® grueso, WALL-NUT® medio y WALL-NUT® fino; BARAPLUG® (agua salada dimensionada, disponible a través de Halliburton Energy Services, Inc.) que incluye BARAPLUG® 20, BARAPLUG® 50 y BARAPLUG® 3/300; BARAFLAKE® (carbonato de calcio y polímeros, disponible a través de Halliburton Energy Services, Inc.).

En algunas formas de realización, los fluidos de tratamiento de la presente divulgación pueden incluir opcionalmente un agente densificante. Los ejemplos de agentes densificantes adecuados incluyen, entre otros, barita, hematita, carbonato de calcio, carbonato de magnesio, carbonato de hierro, carbonato de zinc, tetraóxido de manganeso, ilmenita, NaCl, KCl, CaCl_2 , sales de formiato y cualquier combinación de estos. Estos agentes densificantes pueden ser al menos parcialmente solubles o insolubles en el fluido de tratamiento. En algunas formas de realización, al agente densificante puede estar presente en los fluidos de tratamiento en una cantidad de alrededor de 1 % a alrededor de 60 % en peso del fluido de tratamiento (por ejemplo, alrededor de 5 %, alrededor de 10 %, alrededor de 15 %, alrededor de 20 %, alrededor de 25 %, alrededor de 30 %, alrededor de 35 %, alrededor de 40 %, alrededor de 45 %, alrededor de 50 %, alrededor de 55 %, etc.). En algunas formas de realización, los agentes densificantes pueden estar presentes en los fluidos de tratamiento en una cantidad de alrededor de 1 % a alrededor de 35 % en peso del fluido de tratamiento. En algunas formas de realización, el agente densificante puede estar presente en los fluidos de tratamiento en una cantidad de alrededor de 1 % a alrededor de 10 % en peso del fluido de tratamiento. De manera alternativa, la cantidad de agente densificante puede expresarse en peso de sólidos secos. Por ejemplo, el agente densificante puede estar presente en una cantidad de alrededor de 1 % a alrededor de 99 % en peso de sólidos secos (por ejemplo, alrededor de 1 %, alrededor de 5 %, alrededor de 10 %, alrededor de 20 %, alrededor de 30 %, alrededor de 40 %, alrededor de 50 %, alrededor de 60 %, alrededor de 70 %, alrededor de 80 %, alrededor de 90 %, alrededor de 99 %, etc.). En algunas formas de realización, el agente densificante puede estar presente en una cantidad de alrededor de 1 % a alrededor de 20 % y, de forma alternativa, de alrededor de 1 % a alrededor de 10 % en peso de los sólidos secos.

Ciertos componentes del 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 mezclarse con 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 su uso con fluidos base en una cantidad de 10 gal/sk. En algunas formas de realización, las composiciones de mezcla seca pueden ser adecuadas para su uso con 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. La mezcla seca puede incluir el material de pérdida de circulación y aditivos sólidos adicionales, por ejemplo. Se pueden agregar aditivos líquidos adicionales, si se desea, al fluido base según se desee antes o después de la combinación con la mezcla seca. Esta mezcla se puede agitar durante un período de tiempo suficiente para formar una lechada. Las personas del oficio de nivel medio apreciarán, con el beneficio de esta divulgación, que se pueden usar otras técnicas adecuadas para preparar fluidos de tratamiento de acuerdo con formas de realización de la presente invención.

En ciertas formas de realización, los fluidos de tratamiento y los aditivos inhibidores de lutita sólidos de la presente divulgación pueden ser eficaces en un rango de niveles de pH. Por ejemplo, en ciertas formas de realización, el aditivo inhibidor de lutita sólido de la presente divulgación puede proporcionar una inhibición eficaz de lutitas de 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.

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 usar 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, 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, acetals, dialquilcarbonatos, hidrocarburos y combinaciones de estos.

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, viscosificadores, 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.

Los métodos y composiciones de la presente divulgación pueden usarse 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 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).

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.

Por ejemplo, y con referencia a la Figura 1, 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 sólidos 40, y un sistema de bombeo 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.

La fuente de aditivos inhibidores de lutita sólidos 40 puede incluir aditivos

inhibidores de lutita sólidos 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.

El sistema de bombeo y mezcladora 50 puede recibir el fluido y combinarlo con otros componentes, que incluyen partículas portadoras de la fuente de aditivos inhibidores de lutita sólidos 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, la fuente de fluidos 30, y/o las partículas portadoras 40 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 sólidos, apuntalantes, divergentes, agentes de obturación, y/o 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.

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.

Por ejemplo, y con referencia a la Figura 2, los aditivos inhibidores de lutita

sólidos 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 2A 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.

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, como conocen en general 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.

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 sólidos 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 sólidos de la presente divulgación pueden 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 sólidos de la presente divulgación pueden almacenarse, reacondicionarse y/o regularse hasta que se agreguen al fluido de pozo 122.

Como se mencionó anteriormente, los aditivos inhibidores de lutita sólidos 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 sólidos 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 usados para almacenar, monitorear, regular y/o reacondicionar los materiales de pérdida de circulación de ejemplo.

Los aditivos inhibidores de lutita sólidos 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) usados 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 sólido de la presente divulgación también puede afectar directa o indirectamente a la tolva de mezcla 134 y el pozo de retención 132 y sus variaciones.

Los aditivos inhibidores de lutita sólidos 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 sólidos 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 sólidos 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 sólidos de la presente divulgación también pueden afectar directa o indirectamente a la barrena de perforación 114, que puede incluir, entre otras, barrenas de conos giratorios, barrena de PDC, barrena de diamante natural, cualquier tipo de abridores de orificios, rectificadores, brocas sacatestigos, etc.

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 de tratamiento, tales como, entre otros, una tubería de revestimiento de pozo, tubería de revestimiento corta de pozo, sarta de terminación, sartas de inserción, sarta de perforación, tubería bobinada, 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.

Una forma de realización de la presente divulgación es un método que incluye: proporcionar un fluido de tratamiento acuoso que comprende un fluido de base acuosa y un aditivo inhibidor de lutita sólido, en donde el aditivo inhibidor de lutita sólido comprende partículas portadoras y una composición de tratamiento que comprende un inhibidor de lutita; e introducir el fluido de tratamiento en un pozo que penetre al menos una porción de una formación subterránea.

En una o más formas de realización descritas anteriormente, en donde el método además incluye permitir que al menos una porción de la composición de tratamiento se libere de las partículas portadoras al fluido de tratamiento. En una o más formas de realización descritas anteriormente, la composición de tratamiento incluye además un aditivo seleccionado del grupo que consiste en: un viscosificador, un agente humectante, un diluyente, un modificador de reología, un emulgente, un tensioactivo, un dispersante, un reductor de tensión interfacial, un amortiguador de pH, un solvente mutuo, un lubricante, un antiespumante, un agente de limpieza y cualquier combinación de estos. En una o más formas de realización descritas anteriormente, las partículas portadoras incluyen partículas que tienen un diámetro de partícula promedio de alrededor de 1 micrómetro a alrededor de 500 micrómetros. En una o más formas de realización descritas anteriormente, las partículas portadoras se seleccionan del grupo que consiste en: sílice ahumada, sílice cristalina, sílice precipitada y cualquier combinación de estas. En una o más formas de realización descritas anteriormente, el aditivo inhibidor de lutita sólido incluye un inhibidor de lutita seleccionado del grupo que consiste en: una amina primaria, una amina secundaria, una amina terciaria, una amina cuaternaria, un glicol, polialquilenglicol, una poliácridamida, una polivinilpirrolidona, un derivado de las anteriores y cualquier combinación de estas. En una o más formas de realización descritas anteriormente, el aditivo inhibidor de lutita sólido incluye partículas portadoras en una cantidad de alrededor de 50 % o menos en peso. En una o más formas de realización descritas

anteriormente, las partículas portadoras tienen una porosidad de alrededor de 1 % a alrededor de 33 % en volumen antes de la combinación con la composición de tratamiento. En una o más formas de realización descritas anteriormente, las partículas portadoras se seleccionan del grupo que consiste en: sílice ahumada, sílice cristalina, sílice precipitada, carbonato de calcio, carbonato de calcio precipitado, aragonita, sepiolita, zeolita, vermiculita, tierra de diatomeas, un óxido de metal, cal, arcilla, carbón activado, barita y cualquier combinación de estos. En una o más formas de realización descritas anteriormente, las partículas portadoras están en forma de polvo. En una o más formas de realización descritas anteriormente, el aditivo inhibidor de lutita sólido se agrega al fluido de tratamiento en una cantidad de alrededor de 1 % a alrededor de 50 % en peso del fluido de tratamiento.

Otra 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 incluye 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 fluido de base acuosa y un aditivo inhibidor de lutita sólido que incluye partículas portadoras y una composición de tratamiento que incluye un inhibidor de lutita; permitir que al menos una porción de la composición de tratamiento se libere de las partículas portadoras; y permitir que el inhibidor de lutita interactúe con la lutita en la formación subterránea para inhibir al menos parcialmente la lutita.

En una o más formas de realización descritas anteriormente, las partículas portadoras incluyen partículas que tienen un diámetro de partícula promedio de alrededor de 1 micrómetro a alrededor de 500 micrómetros. En una o más formas de realización descritas anteriormente, las partículas portadoras se seleccionan del grupo que consiste en: sílice ahumada, sílice cristalina, sílice precipitada y cualquier combinación de estas. En una o más formas de realización descritas anteriormente, el aditivo inhibidor de lutita sólido incluye un inhibidor de lutita seleccionado del grupo que consiste en: una amina primaria, una amina secundaria, una amina terciaria, una amina cuaternaria, un glicol, polialquilenglicol, una poliácridamida, una polivinilpirrolidona, un derivado de las anteriores y cualquier combinación de estas. En una o más formas de realización descritas anteriormente, las partículas portadoras tienen una porosidad de alrededor de 1 % a alrededor de 33 % en volumen antes de la combinación con la composición de tratamiento.

Otra forma de realización de la presente divulgación es un método que incluye:

proporcionar un fluido de tratamiento que incluye un fluido de base acuosa y un aditivo inhibidor de lutita sólido que incluye partículas portadoras y una composición de tratamiento que incluye un inhibidor de lutita; introducir el fluido de tratamiento en al menos una porción de una formación subterránea para contactar al menos una porción de la formación subterránea que incluye lutita y una zona de pérdida; permitir que al menos una parte del inhibidor de lutita se libere de las partículas portadoras e interactúe con la lutita en la formación subterránea para inhibir al menos parcialmente la lutita; y permitir que al menos una porción de las partículas portadoras taponen al menos parcialmente la zona de pérdida.

En una o más formas de realización descritas anteriormente, las partículas portadoras se seleccionan del grupo que consiste en: sílice ahumada, sílice cristalina, sílice precipitada y cualquier combinación de estas. En una o más formas de realización descritas anteriormente, el inhibidor de lutita se selecciona del grupo que consiste en: una amina primaria, una amina secundaria, una amina terciaria, una amina cuaternaria, un glicol, polialquilenglicol, una poliacrilamida, una polivinilpirrolidona, un derivado de las anteriores y cualquier combinación de estas. En una o más formas de realización descritas anteriormente, las partículas portadoras tienen una porosidad de alrededor de 1 % a alrededor de 33 % en volumen antes de la combinación con la composición de tratamiento.

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 corriente a menos que el titular de la patente los defina explícita y claramente de otra manera.