

DISMINUCIÓN DE CORROSIÓN SOBRE SUPERFICIES METÁLICAS

CAMPO TÉCNICO

[0001] La presente invención se refiere a la disminución de la velocidad de corrosión de una superficie de acero templado al incorporar un aditivo inhibidor de la corrosión en la producción de gas y petróleo o el tratamiento por lotes para crear una película en la superficie metálica. Esta invención puede utilizarse en pozos y líneas de conducción que producen petróleo y gas. También puede utilizarse en líneas de conducción de transporte y aplicaciones de refinería.

ANTECEDENTES

[0002] Se conoce ampliamente que las superficies metálicas, tales como las ferrosas y no ferrosas y respectivas aleaciones, son sujetas a la corrosión según determinadas circunstancias. Tal como se utiliza en la presente, los metales ferrosos incluyen, en algunas modalidades no taxativas, hierro y acero. Se define generalmente a la corrosión como cualquier deterioro de las propiedades esenciales en un material debido a la interacción química con su ambiente y en la mayoría de las situaciones es considerada no deseable. El resultado de la corrosión es, por lo general, la formación de un óxido y/o sal del metal original. En la mayoría de los casos la corrosión comprende la disolución de un material. También puede ser causada por la exposición a químicos corrosivos, que incluyen, por ejemplo, ácidos, bases, agentes deshidratantes, halógenos y sales de halógeno, haluros orgánicos y haluros de ácido orgánico, anhídridos de ácido y algunos materiales orgánicos tales como fenol.

[0003] Para combatir la corrosión, cualquier metal

susceptible puede ser tratado, contactado y/o rodeado con un inhibidor de la corrosión. Las superficies metálicas susceptibles pueden ser aquellas con un perfil termodinámico relativamente favorable a la corrosión. Dado que la eficacia de cualquier inhibidor de corrosión particular generalmente se conoce por ser dependiente en función de las circunstancias según las cuales se utiliza, una gran variedad de inhibidores de la corrosión se ha desarrollado y se ha focalizado para su uso. Un objetivo de gran interés económico es el tratamiento de sistemas de petróleo crudo y gas para proteger la variedad de superficies metálicas, *por ejemplo*, ferrosas, no ferrosas o de otro modo requeridas para obtener y procesar petróleo y gases. Los sistemas de gas y petróleo se definen como la inclusión de equipos metálicos en una formación subterránea así como sobre la superficie, que incluyen conductos, tuberías, herramientas y otras superficies metálicas, junto con aquellos que conducen a la refinería de petróleo o se encuentran en esta. Dichas superficies metálicas están presentes en pozos de gas y petróleo, que incluyen, *por ejemplo*, líneas de conducción de producción y de recolección, donde las superficies metálicas pueden exponerse a una variedad de ácidos, gases ácidos, tales como CO_2 and H_2S , bases y salmueras de varias salinidades. Otras aplicaciones incluyen tratamientos de agua industrial, materiales de construcción, recubrimientos y similares. En algunos casos los inhibidores de corrosión se adaptan de forma conveniente para inhibir tipos de corrosión específicos, y/o para su uso según condiciones particulares de temperatura, presión, corte y similares, y/o para inhibir la corrosión sobre una base generalizada o localizada.

[0004] Se ha descrito una cantidad de inhibidores de

corrosión que presentan compuestos que contienen sulfuro. Por ejemplo, la patente estadounidense 5,863,415 describe compuestos de tiofósforo de una fórmula específica particularmente útiles en la inhibición de la corrosión en
5 hidrocarburos de líquido caliente y puede utilizarse en concentraciones que agregan al fluido una cantidad menor del fósforo que afecta al catalizador en comparación con otros inhibidores de corrosión basados en fósforo. Estos compuestos de tiofósforo también ofrecen la ventaja de ser capaces de
10 estar preparados a partir de materiales de partida relativamente de bajo costo.

[0005] Se describen otros compuestos que contienen sulfuro, por ejemplo, la patente estadounidense 5,779,938, que
15 describe inhibidores de corrosión que son productos de reacción de una o más aminas terciarias y determinados ácidos carboxílicos, preferentemente una mezcla de ácidos mercaptocarboxílicos y carboxílicos. Se describe el uso de sales de ácido sulfhidrilo e imidazolina como inhibidores de
20 la corrosión de carbono de metales de hierro y ferrosos en WO 98/41673. La corrosión de hierro también se trata en WO 99/39025, que describe el uso de supuestas composiciones sinérgicas de polimetileno-poliaminodipropionamidas asociadas con mercaptoácidos. Una cantidad de compuestos
25 específicos que contienen sulfuro actualmente se usan comercialmente como inhibidores de corrosión para determinados tipos de sistemas.

[0006] Dichos inhibidores de corrosión no han sido
30 satisfactorios en la disminución de la corrosión en algunos ambientes de alta temperatura. Por lo tanto, sería deseable si pudieran mejorarse los métodos y/o los inhibidores de

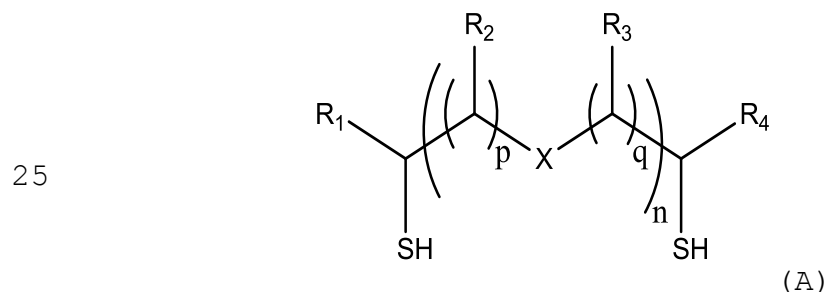
corrosión para disminuir la corrosión de superficies metálicas dentro de una formación subterránea durante una operación de fondo del pozo, pero también en otros contextos.

5

COMPENDIO

[0007] Se proporciona, de una forma, un método para disminuir la corrosión de una superficie metálica en un ambiente corrosivo donde ocurre menos corrosión de la superficie metálica en comparación de otro modo con un método
 10 idéntico sin el aditivo inhibidor de corrosión. El método puede incluir la incorporación de un aditivo inhibidor de corrosión en el ambiente corrosivo, que incluye, pero no necesariamente se limita a estar dentro de un sistema de producción de gas y petróleo, en una cantidad eficaz en
 15 función de la cantidad total del fluido corrosivo para al menos disminuir parcialmente la corrosión de la superficie metálica. Una formulación del inhibidor de corrosión puede incluir al menos un primer inhibidor con o sin un segundo inhibidor o más de estos. El o los primeros inhibidores
 20 pueden representarse mediante la siguiente fórmula general:

[0008] Fórmula A:



caracterizado porque x es oxígeno o nitrógeno hidrogenado o
 30 nitrógeno cuaternarizado; R₁ y R₂ son hidrógeno, metilo o un grupo alquilo, n es un entero desde 1 a 100. Una forma específica de la Fórmula A se representa mediante la Fórmula

A1 caracterizada porque z es un entero que oscila entre 1 y 100. La Fórmula A1 puede incluirse en el aditivo inhibidor de corrosión además de los primeros inhibidores o en lugar de estos en una modalidad no taxativa.

5



BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS FIGURAS

[0009] La figura 1 es una gráfica de velocidad de corrosión como una función de tiempo para un primer inhibidor de corrosión de la Fórmula A1 a una dosificación de 1 ppmv y 10 ppmv; y

[0010] La figura 2 es una gráfica de velocidad de corrosión como una función de tiempo para un primer inhibidor de corrosión de la Fórmula A1 de la Figura 1 que no está añejado y que se añeja a las temperaturas indicadas.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

[0011] Se ha descubierto que la corrosión de las superficies metálicas en un ambiente de alta temperatura puede disminuir, evitarse y/o inhibirse al introducir un aditivo inhibidor de corrosión en un ambiente corrosivo en una cantidad eficaz en función de la cantidad total del ambiente corrosivo para al menos disminuir parcialmente la corrosión de la superficie metálica. El aditivo inhibidor de la corrosión puede incluir al menos un primer inhibidor o inhibidor primario y puede tener otro segundo inhibidor o inhibidor adicional. Con la ayuda del aditivo del inhibidor de la corrosión, ocurre menos corrosión de la superficie metálica en comparación de otro modo con un método idéntico sin el aditivo del inhibidor de la corrosión. El aditivo del inhibidor de la corrosión y/o

los componentes individuales y/o el inhibidor de la corrosión mencionado más abajo pueden utilizarse en aplicaciones submarinas tales como, de modo no taxativo, corrosión decreciente en líneas de conducción y/o estructuras de
5 cabezal del pozo.

[0012] "Sistema" se define en la presente como un sistema subterráneo que incluye un fluido y cualquier componente en este (*por ejemplo* tuberías o conductos donde el fluido de
10 fondo del pozo puede fluir a través o al costado de estos). En una modalidad no taxativa el sistema puede definirse como cualquier ambiente corrosivo con una superficie metálica en contacto físico con un fluido de producción. En un ejemplo no taxativo, si el sistema incluye un fluido de empaquetador
15 luego el método aplica a disminuir la corrosión de cualquier metal en contacto con el fluido de empaquetador. El sistema puede incluir una composición de fluido de fondo del pozo que puede tener o incluir un fluido de base acuosa, un fluido de base no acuosa, componentes que forman corrosión, aditivos
20 inhibidores de la corrosión y/o inhibidores de la corrosión individuales y combinaciones de estos. En una modalidad no taxativa, el fluido de fondo del pozo puede circular a través de una formación subterránea tal como un pozo de yacimiento subterráneo durante una operación de fondo del pozo. La
25 operación de fondo del pozo puede ser o incluir, de modo no taxativo, una operación de perforación, una operación de terminación, una operación de estimulación, una operación de inyección, una operación de servicio o de recuperación y combinaciones de estos. En el momento en que el aditivo del
30 inhibidor de la corrosión y/o el inhibidor de la corrosión (Fórmula A) circulan en el pozo del yacimiento de subterráneo al mismo tiempo que el fluido de fondo del pozo, el aditivo

del inhibidor de la corrosión y/o el inhibidor de la corrosión (Fórmula A) pueden agregarse al fluido de fondo del pozo a la circulación del fluido de fondo del pozo en la formación subterránea o pozo.

5

[0013] Una operación de perforación se utiliza para perforar en una formación de yacimiento subterráneo, y un fluido de perforación acompaña la operación de perforación. Una operación de terminación se realiza para completar un pozo, tal como los escalones y el ensamblaje de los equipos (*por ejemplo* tubulares de fondo del pozo) para que un pozo entre en producción una vez que las operaciones de perforación hayan finalizado. Una operación de estimulación es aquella donde un tratamiento se realiza para recuperar o aumentar la productividad de un pozo, tal como un fracturamiento hidráulico (por encima de la presión de la fractura de la formación del yacimiento) y tratamientos de la matriz (por debajo de la presión de la fractura de la formación del yacimiento). Una operación de inyección incluye un pozo donde se inyectan fluidos en el pozo, en lugar de los producidos a partir de este para mantener la presión de yacimiento en este. Una operación de servicio permite el mantenimiento del pozo durante y/o luego de que se ha completado y/o producido el pozo, aumentando la productividad del pozo, y/o monitoreando el rendimiento del pozo o yacimiento.

[0014] Cada operación de fondo del pozo tiene su propio fluido de fondo del pozo respectivo, *por ejemplo* operaciones de perforación utilizan fluidos de perforación. Los fluidos de fondo del pozo se clasifican normalmente de conformidad con su fluido de base. En fluidos de base acuosa, partículas sólidas se suspenden en una fase continua que consiste en

30

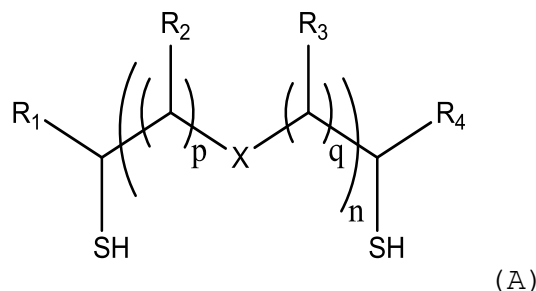
agua o salmuera. Se puede emulsificar el aceite en el agua que es la fase continua. "Fluido de base acuosa" se utiliza en la presente para incluir fluidos con una fase continua acuosa donde la fase continua acuosa puede ser agua, salmuera, agua marina y combinaciones de estas; una emulsión de aceite en agua, o una emulsión aceite en salmuera; y combinaciones de estas. Por ejemplo, fluidos a base de salmuera son fluidos de base acuosa, en los cuales el componente acuoso es salmuera. "Salmuera" se define como un fluido a base de agua que comprende sales que han sido agregadas de forma controlada a este. "Agua marina" es similar a la salmuera, pero las sales en el agua marina se han dispuesto en esta mediante un proceso natural, *por ejemplo* el agua de océano es un tipo de agua marina que se forma en la ausencia de cualquier intervención humana.

[0015] Los fluidos de base no acuosa, también conocidos como fluidos a base de aceite son lo opuesto o lo contrario a los fluidos de base acuosa. "Fluido a base de aceite" se utiliza en la presente para incluir fluidos con una fase continua no acuosa donde la fase continua no acuosa es todo aceite, un fluido no acuoso, una emulsión de agua en aceite, una emulsión de agua en medio no acuoso, una emulsión de salmuera en aceite, una emulsión de salmuera en medio no acuoso, una emulsión de agua marina en medio no acuoso. En fluidos a base de aceite, las partículas sólidas se suspenden en una fase continua que consiste en aceite u otro fluido no acuoso. El agua o la salmuera pueden emulsificarse en el aceite; por lo tanto, el aceite es la fase continua. En fluidos a base de aceite, el aceite puede consistir en cualquier aceite o fluido no miscible en agua que puede incluir, de modo no taxativo, diésel, aceite mineral, esteres, cortes y mezclas

de refinería o alfa olefinas. El fluido a base de aceite tal como se define en la presente puede incluir también fluidos de base sintética o lodos (SBM, por sus siglas en inglés), que se producen sintéticamente en lugar de refinarse a partir de materiales presentes de manera natural. Los fluidos de base sintética a menudo incluyen, de modo no taxativo, oligómeros olefínicos de etileno, esteres hechos de ácidos grasos vegetales y alcoholes, éteres y poliéteres hechos de alcoholes y polialcoholes, hidrocarburos parafínicos o aromáticos, alquilbencenos y otros productos naturales y mezclas de estos tipos.

[0016] El o los primeros inhibidores se pueden representar mediante la siguiente fórmula general:

Fórmula A:



caracterizado porque x es oxígeno o nitrógeno hidrogenado o nitrógeno cuaternarizado; R_1 , R_2 , R_3 y R_4 son independientemente hidrógeno, metilo o un grupo alquilo, n, p y q son enteros desde 1 a 100. En una modalidad no taxativa el grupo alquilo se define como que tiene desde 1 independientemente a 100 átomos de carbono; alternativamente desde 1 independientemente a 10 átomos de carbono.

[0017] Una forma específica de la Fórmula A se representa mediante la Fórmula A1 caracterizada porque z es un entero que oscila entre 1 y 100. La Fórmula A1 puede incluirse en la

formulación del inhibidor de corrosión además del o los primeros inhibidores o en lugar de estos en una modalidad no taxativa.



5

[0018] Otros segundos inhibidores o inhibidores secundarios que pueden ser utilizados con la Fórmula A pueden ser aminas primarias, aminas secundarias, aminas terciarias, aminas cuaternarias, imidazolinas y derivados, derivados de fosfato, derivados de tiol, derivados de piridina, ácidos orgánicos, ácidos grasos, alcoholes alquilo, tensioactivos, removedores de oxígeno y antiincrustantes. Derivados de imidazolina adecuados incluyen, de modo no taxativo, imidazolinas etoxiladas, imidazolinas polimerizadas, imidazolinas con colas amino (cadenas alquileo terminadas por la funcionalidad de amino), imidazolinas con colas hidroxilo (cadenas alquileo terminadas por la funcionalidad hidroxilo), imidazolinas con colas tiol (cadenas alquileo terminadas por la funcionalidad de tiol), y similares.

Derivados de tiol adecuados incluyen, de modo no taxativo, 2 mercaptoetanol y similares, derivados de piridina adecuados incluyen, de modo no taxativo, alquilo piridina y sales de alquilo piridina cuaternarizado y similares. Ácidos orgánicos adecuados incluyen, de modo no taxativo, ácidos dodecil succínico, ácido dimérico y trimérico, ácido linoleico y similares. Los alcoholes alquilo adecuados incluyen, de modo no taxativo, alcohol propargilo y similares. Tensioactivos adecuados incluyen, de modo no taxativo, etoxilatos de nonilfenol, betáinas, sultaínas, hidroxisultaínas y similares. Removedores de oxígeno adecuados incluyen, de modo no taxativo, bisulfito de amonio catalizado de metal y similares. Los antiincrustantes adecuados incluyen, de modo

30

no taxativo, fosfonatos, ésteres de fosfato y similares. En todos los casos para el segundo inhibidor, el grupo alquilo o cadena alquilenos puede tener desde independientemente 1 a 12 átomos de carbono; alternativamente desde independientemente 2 a 8 átomos de carbono.

[0019] Sin pretender limitarse a la temperatura, la Fórmula A puede utilizarse en ambientes de alta temperatura. La temperatura del ambiente de "alta temperatura" por encima de 100 °F (38 °C), puede oscilar desde alrededor de 150 °F (66 °C) independientemente hasta alrededor de 500 °F (260 °C), alternativamente desde alrededor de 200 °F (93 °C) independientemente hasta alrededor de 450 °F (232 °C), o desde alrededor de 300 °F (149 °C) independientemente hasta alrededor de 400 °F (204 °C). Por lo tanto, el aditivo inhibidor de corrosión, o sus componentes individuales pueden ser estables a una temperatura que oscila desde alrededor de 150 °F (66 °C) independientemente hasta alrededor de 500 °F (260 °C), alternativamente desde alrededor de 250 °F (121 °C) independientemente hasta alrededor de 450 °F (232 °C), o desde alrededor de 300 °F (149 °C) independientemente hasta alrededor de 400 °F (204 °C).

[0020] La Fórmula A también evitará la corrosión en ambientes a bajas temperaturas desde 35 °F (1.7 °C) hasta 150 °F (66 °C).

[0021] "Estable" tal como se define en la presente significa que el aditivo inhibidor de corrosión puede comenzar a descomponerse después de una cantidad de tiempo predeterminada, un cambio en la temperatura o la presión, etc. Sin embargo, el aditivo inhibidor de corrosión permanece

al menos 60 % eficaz funcionalmente, alternativamente 50 % eficaz funcionalmente, o alrededor 30 % eficaz funcionalmente en otra modalidad no taxativa. "Eficaz funcionalmente" se define de modo que significa la habilidad del aditivo
5 inhibidor de corrosión para disminuir la corrosión de una superficie metálica en un entorno de alta temperatura, es decir, hasta alrededor de 500 °F (260 °C).

[0022] El rendimiento de un aditivo inhibidor de corrosión
10 dado y/o inhibidores de corrosión individuales se puede probar usando cualquiera de una variedad de métodos, como los que especifica la Sociedad Estadounidense de Materiales de Prueba (ASTM, por sus siglas en inglés) o NACE Internacional (NACE). Un método efectivo para probar el rendimiento de un
15 aditivo inhibidor de corrosión y/o inhibidores de corrosión individuales en las condiciones de corte moderado comprende una técnica electroquímica de probeta rotativa descrita en ASTM: Guía Estándar para la Evaluación y Calificación de Inhibidores de Corrosión de Campos de Petróleo y Refinería en
20 el Laboratorio (Designación ASTM G170-01a) y también en la Publicación de NACE 5A195, Ítem N.º 24187, "Informe de Estado de la Técnica sobre Pruebas de Corrosión de Laboratorio de Flujo Controlado". En esta prueba, se introducen diversas concentraciones de químicas de inhibidor en un entorno de
25 corrosión de perspectiva dado. Luego las probetas se rotan a alta velocidad en el entorno para generar una tensión cortante moderada sobre las superficies metálicas. Luego se emplean técnicas electroquímicas, como por ejemplo, resistencia a la polarización lineal (LPR, por sus siglas en
30 inglés), en estas condiciones de corte moderado, para monitorear la velocidad de corrosión general predominante así como para identificar casos de corrosión localizada. Luego se

genera un perfil de concentración para establecer la mínima concentración eficaz del aditivo inhibidor de corrosión y/o inhibidores de corrosión individuales necesaria para proteger adecuadamente la probeta a una velocidad de corrosión
5 aceptable.

[0023] La cantidad eficaz del aditivo inhibidor de corrosión se puede encontrar en el intervalo entre alrededor de 0.01 ppmv independientemente y alrededor de 1000 ppmv en
10 función de la cantidad total de fluidos producidos, de manera alternativa entre alrededor de 10 ppmv independientemente y alrededor de 1000 ppmv, o entre alrededor de 100 ppmv independientemente y alrededor de 500 ppmv. La relación molar del o los primeros inhibidores al o los segundos inhibidores
15 dentro del aditivo inhibidor de corrosión se puede encontrar en el intervalo entre alrededor de 1:2 independientemente y alrededor de 2:1, de manera alternativa entre alrededor de 1:10 independientemente y alrededor de 10:1, o entre alrededor de 1:100 independientemente y alrededor de 100:1 en
20 otra modalidad no taxativa. Tal como se usa en la presente con respecto a un intervalo, "independientemente" significa que se puede usar cualquier umbral junto con otro umbral para proporcionar un intervalo alternativo adecuado, por ejemplo alrededor de 10 ppmv independientemente y alrededor de
25 1000 ppmv también se considera un intervalo alternativo adecuado para la cantidad de los componentes de aditivo inhibidor de corrosión.

[0024] En una modalidad no taxativa, el fluido puede incluir
30 especies de sal o sólidos disueltos que pueden proporcionar conductividad para transferir electrones o pueden formar escamas protectoras o destructivas. Se espera que los métodos

y composiciones descritos en la presente sean útiles en estos entornos susceptibles a la formación de escamas. Estas especies están presentes como consecuencia de la disolución de la formación geológica subterránea de petróleo y gas o consumiendo electrones de la tubería de acero mediante un proceso de oxidación de hierro o mediante la reacción de gases con constituyentes en la solución acuosa. Estas especies varían en su concentración entre alrededor de 10 ppm independientemente y alrededor de 300 000 ppm en función del volumen total del fluido, de manera alternativa entre alrededor de 100 ppm independientemente y alrededor de 10 000 ppm, o entre alrededor de 500 ppm independientemente y alrededor de 5000 ppm.

[0025] Las especies de sal pueden tener o incluir, de modo no taxativo, carbonatos de metal, sulfatos de metal, óxidos de metal, fosfatos de metal, sulfuros de metal y combinaciones de estos. La retención de los constituyentes salinos correspondientes en forma iónica, es decir, la solubilidad, depende de factores como la temperatura del agua, pH, concentración iónica y similares. El metal de los componentes que causan corrosión puede ser o incluir, de modo no taxativo, calcio, magnesio, bario, hierro, zinc y combinaciones de estos.

25

[0026] El aditivo inhibidor de corrosión y/o inhibidor de corrosión individual se puede introducir en el entorno al cual se expone o se expone el material corrosible. Dicho entorno, que incluye cierta proporción de agua, puede ser, en determinadas modalidades no taxativas, una salmuera, un sistema de producción de hidrocarburos como por ejemplo un petróleo crudo o una fracción de este, o un hidrocarburo

húmedo que contiene gas, como los que se pueden obtener en un pozo de petróleo y/o gas. El aditivo inhibidor de corrosión y/o inhibidores de corrosión individuales pueden estar, antes de incorporarse en o con un entorno corrosivo dado, en forma
5 líquida.

[0027] La incorporación del aditivo inhibidor de corrosión y/o inhibidores de corrosión individuales en el entorno corrosivo de alta temperatura se puede realizar mediante
10 cualquier medio que los expertos en la técnica conozcan como eficaz. Vertimiento simple, como hacia dentro de una pileta de lodo de perforación; adición mediante tubería en un fluido portador adecuado, como agua o un solvente orgánico; inyección; o cualquier otro medio conveniente se puede
15 adaptar a estas composiciones. Los entornos de gran escala como aquellos que se pueden encontrar en la producción de petróleo, en combinación con un entorno relativamente turbulento, puede no requerir mediciones adicionales, después o durante, para asegurar la disolución dispersión completa de
20 la composición inhibidora de corrosión. Por contraste, los entornos menos turbulentos y más pequeños, como los tanques de decantación relativamente estancados, se pueden ver favorecidos por algún tipo de agitación mecánica para optimizar el rendimiento de la composición inhibidora de
25 corrosión; sin embargo, dicha agitación mecánica no es necesaria. Los expertos en la técnica podrían determinar fácilmente medios y métodos apropiados con respecto a esto.

[0028] En una modalidad no taxativa, un fluido de fondo del
30 pozo se puede inyectar en el fondo de un pozo en un momento seleccionado del grupo que consiste en: antes de incorporar el aditivo inhibidor de corrosión y/o el inhibidor de

corrosión (por ejemplo, Fórmula A), después de la incorporación del aditivo inhibidor de corrosión y/o el inhibidor de corrosión (por ejemplo, Fórmula A), al mismo tiempo que se incorpora el aditivo inhibidor de corrosión y/o el inhibidor de corrosión (por ejemplo, Fórmula A) y combinaciones de estos. El fluido de fondo del pozo puede ser o incluir, de modo no taxativo, un fluido de fondo del pozo seleccionado del grupo que consiste en fluidos de perforación, fluidos de terminación, fluidos de estimulación, fluidos de empaquetador, fluidos de inyección, fluidos de servicio y combinaciones de estos.

[0029] El aditivo inhibidor de corrosión y/o el inhibidor de corrosión (por ejemplo, Fórmula A) puede entrar en contacto con la superficie metálica para disminuir la corrosión de la superficie metálica. La superficie metálica puede ser o incluir, de modo no taxativo, una superficie metálica ferrosa, una superficie no ferrosa, aleaciones de estas y combinaciones de estas. En determinadas modalidades no taxativas, los ejemplos del metal en las superficies metálicas pueden tener o incluir, de modo no taxativo, estructuras metálicas comúnmente usadas como el aluminio; metales de transición como el hierro, el zinc, el níquel y el cobre; el acero; aleaciones de estos; y combinaciones de estos. En una modalidad no taxativa, la superficie metálica puede estar pintada y/o recubierta.

[0030] En una modalidad no taxativa la superficie metálica es un acero al carbono de baja aleación y el entorno corrosivo en contacto con el acero al carbono de baja aleación contiene dióxido de carbono (CO_2). Como se define en la presente, se define que el acero al carbono de "baja

aleación" contiene alrededor de 0.05 % de sulfuro y se derrite entre alrededor de 1426 y 1538 °C (2599 - 2800 °F). Un ejemplo no taxativo de acero al carbono de baja aleación es A36 grado. Los aceros al carbono de baja aleación
5 adecuados incluyen, de modo no taxativo, grados API de acero de tubería como H40, J55, K55, M65, N80.1, N80.Q, L80.1, C90.1, R95, T95, C110, P110, Q125.1. Los aceros de línea de conducción que también son de interés particular incluyen, de modo no taxativo, X65 y X70. La designación incluye grados
10 patentados sin costura con composiciones similares.

[0031] El aditivo inhibidor de corrosión y/o el inhibidor de corrosión (Fórmula A y/o A1) puede suprimir o disminuir la cantidad de y/o la velocidad de corrosión de la superficie
15 metálica dentro de la tubería de acero al carbono de petróleo y gas. Es decir, no es necesario que la corrosión de la superficie metálica se prevenga completamente en los métodos y composiciones descritos en la presente para que se consideren eficaces, aunque la prevención completa es un
20 objetivo deseable. Se logra el éxito se ocurre menos corrosión en presencia del aditivo inhibidor de corrosión y/o el inhibidor de corrosión que en ausencia del aditivo inhibidor de corrosión y/o el inhibidor de corrosión. De manera alternativa, los métodos descritos se consideran
25 exitosos si se obtiene al menos una disminución del 30 % en la corrosión de las superficies metálicas dentro de la formación subterránea. Además, los métodos descritos en la presente son aplicables cuando el proceso de corrosión predominante es la disolución de hierro a Fe^{2+} . "Predominante"
30 se define como al menos 50 área% de la corrosión que sucede se debe a la disolución de hierro a Fe^{2+} . Estos suceden tradicionalmente en sistemas donde el contenido de oxígeno es

bajo y el potencial de reducción se encuentra en el intervalo entre 0 y -0.7 Voltios con respecto al electrodo de hidrógeno.

5 [0032] La invención se describirá a continuación con respecto a determinados ejemplos específicos que simplemente se presentan como ilustraciones no taxativas de estos y no limitan necesariamente la invención.

10

EJEMPLOS

Ejemplo 1

[0033] En la Figura 1, el rendimiento de inhibición de corrosión de $\text{SH-CH}_2\text{-[CH}_2\text{-O-CH}_2\text{]}_2\text{-CH}_2\text{-SH}$, cuando z es 2 en la Fórmula A1, en la dosis de 1 ppmv y 10 ppmv en función de la cantidad total de fluido se muestra en función del tiempo. El fluido total consiste en 100 ml de ISOPARTM M hidrocarburo de 900 ml de solución de salmuera, que tiene alrededor de 94 g/L NaCl, 4.1 g/L CaCl_2 y 1.9 g/L MgCl_2 . Se purgó constantemente CO_2 a través del fluido antes y durante la prueba de corrosión a alrededor de 100 mL/min a una presión de 1 atm. La temperatura se mantuvo a 180 °F (82 °C). La velocidad de corrosión disminuyó desde alrededor de 125 mpy a menos de 10 mpy, a una dosis de 1 ppmv y menos que 2 mpy a una dosis de 10 ppmv después de inyectar el químico en la hora uno.

25

Ejemplo 2

[0034] $\text{SH-CH}_2\text{-[CH}_2\text{-O-CH}_2\text{]}_2\text{-CH}_2\text{-SH}$ se añejó térmicamente a diferentes temperaturas, durante 7 días, antes de inyectarlo en el entorno de corrosión. En la Figura 2, se muestra el rendimiento de inhibición de corrosión de $\text{SH-CH}_2\text{-[CH}_2\text{-O-CH}_2\text{]}_2\text{-CH}_2\text{-SH}$ no añejado y añejado. La prueba de corrosión se llevó a cabo como se describió en el Ejemplo 1. A una dosis de

30

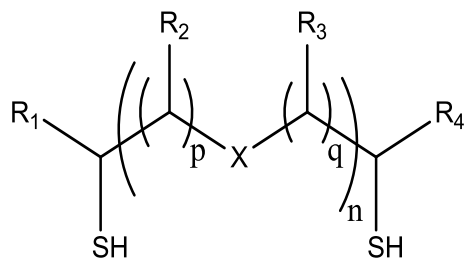
10 ppmv, el rendimiento de inhibición del químico no mostró diferencia cuando se expuso el químico a añejamiento térmico a 300 °F (149 °C), 350 °F (177 °C) y 400 °F (204 °C). Esto indica que este químico tiene un límite de estabilidad
5 térmica de 400 °F, para el tiempo de exposición de 7 días.

[0035] En la memoria descriptiva que antecede, se describió la invención con referencia a modalidades específicas de esta y se ha descrito como eficaz para proporcionar métodos para
10 disminuir la corrosión de una superficie metálica en un entorno de altas temperaturas. Sin embargo, será evidente que se puede realizar varias modificaciones y cambios a esta sin alejarse del alcance más amplio de la invención como se establece en las reivindicaciones adjuntas. Por consiguiente,
15 la memoria descriptiva deberá interpretarse en sentido ilustrativo y no restrictivo. Por ejemplo, se espera que los primeros inhibidores específicos, segundos inhibidores, inhibidores de corrosión de la Fórmula (A), fluidos de fondo del pozo y componentes que forman corrosión que entran dentro
20 de los parámetros reivindicados, pero no identificados específicamente o probados en un método o composición particular se encuentren dentro del alcance de esta invención.

25 [0036] La presente invención puede, de forma adecuada, comprender, consistir o consistir esencialmente en los elementos descritos y se puede llevar a la práctica en ausencia de un elemento no descrito. Por ejemplo, el método para disminuir la corrosión de una superficie metálica en un
30 entorno de alta temperatura donde ocurre menos corrosión de la superficie metálica en comparación con un método de otro modo idéntico en ausencia del aditivo inhibidor de corrosión

puede consistir o consistir esencialmente en incorporar un aditivo inhibidor de corrosión en un entorno corrosivo dentro de una formación subterránea en una cantidad eficaz en función de la cantidad total del entorno corrosivo para al menos disminuir parcialmente la corrosión de la superficie metálica; el aditivo inhibidor de corrosión puede comprender, consistir esencialmente, o consistir en al menos un primer inhibidor y opcionalmente al menos un segundo inhibidor; donde el o los primeros tienen la siguiente Fórmula (A):

10

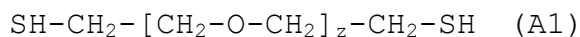


15

(A)

caracterizado porque x es oxígeno o nitrógeno hidrogenado o nitrógeno cuaternarizado; R1, R2, R3 y R4 son independientemente hidrógeno, metilo o un grupo alquilo; p, q y n pueden ser enteros del 1 al 100; el o los segundos inhibidores pueden ser o incluir imidazolinas, aminas cuaternarias, esteres de fosfato y combinaciones de estos.

[0037] El método puede consistir o consistir esencialmente en incorporar un inhibidor de corrosión en un entorno corrosivo dentro de una formación subterránea en una cantidad eficaz en función de la cantidad total del entorno corrosivo para disminuir al menos parcialmente la corrosión de la superficie metálica; el inhibidor de corrosión se representa con la Fórmula (A1):



caracterizado porque z es un entero en el intervalo de 1 a 100; el inhibidor de corrosión se puede incluir en el aditivo
5 inhibidor de corrosión además de o en lugar del o los primeros inhibidores en una modalidad no taxativa; el inhibidor de corrosión se pueden usar en ausencia del o los segundos inhibidores.

10 [0038] Como se usa en la presente, las expresiones "que comprende", "que incluye", "que contiene", "caracterizado por" y los equivalentes gramaticales de estas son términos inclusivos o abiertos que no excluyen actos de métodos o elementos adicionales no mencionados, pero también incluyen
15 las expresiones más restrictivas "que consiste en" y "que consiste esencialmente en" y los equivalentes gramaticales de estas. Como se usa en la presente, el término "puede", con respecto a un material, estructura, elemento o acto de método indica que este está contemplado para su uso en la
20 implementación de una modalidad de la descripción y dicho término se utiliza en preferencia al término más restrictivo "es", de modo de evitar cualquier inferencia que otros materiales, estructuras, elementos y métodos compatibles utilizables en combinación con estos se deben excluir.

25

[0039] Como se usa en la presente, se pretende que las formas singulares "un", "una", "el" y "la" incluyan también las formas plurales, a menos que el contexto indique claramente lo contrario.

30

[0040] Como se usa en la presente, el término "y/o" incluye todas y cada una de las combinaciones de uno o más de los

elementos asociados enumerados.

[0041] Como se usa en la presente, los términos relacionales, como "primero", "segundo", "superior",
5 "inferior", "mayor", "menor", "sobre", "debajo", etc., se utilizan con fines de claridad y conveniencia para comprender la descripción y las figuras adjuntas y no connotan ni dependen de ninguna preferencia específica, orientación, u orden, excepto cuando el contexto indique claramente lo
10 contrario.

[0042] Como se usa en la presente, el término "sustancialmente", en referencia a una condición, propiedad o parámetro dado significa e incluye a cierto grado que un
15 experto en la técnica entenderá que la condición, propiedad o parámetro dado se cumple con un grado de variación, como por ejemplo dentro de las tolerancias de fabricación aceptables. A modo de ejemplo, dependiendo del parámetro, propiedad o condición particular que se cumple sustancialmente, el
20 parámetro, propiedad o condición puede cumplirse en al menos 90.0 %, al menos 95.0 %, al menos 99.0 % o incluso al menos 99.9 %.

[0043] Como se usa en la presente, la expresión "alrededor de" en referencia a un parámetro dado incluye el valor
25 establecido y tiene el significado dictado por el contexto (por ejemplo, incluye el grado de error asociado con la medición del parámetro dado).