

APLICACIÓN DE SOLVENTES VERDES A BASE DE ENZIMAS PARA LA RECUPERACIÓN
DE LÍQUIDOS SUBSUPERFICIALES
ANTECEDENTES DE LA INVENCION

Campo de la invención

La presente invención se refiere generalmente a la recuperación de líquidos con un solvente verde a base de enzimas y, más particularmente, a la mejora de la recuperación de hidrocarburos de un yacimiento no convencional durante la producción primaria, secundaria o terciaria, mientras que se minimizan los impactos desfavorables en los sistemas de formación de líquidos y rocas y se mejora el perfil ambiental a través de la química sostenible y la fabricación

Descripción de la técnica relacionada

Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales son muy diversos y difíciles de caracterizar en general, pero en general tienen características tales como baja porosidad, baja permeabilidad, baja presión y presencia de microfracturas naturales. Por lo tanto, estos yacimientos de hidrocarburo tienen defectos tales como desarrollo difícil y complemento de energía, y un bajo grado de uso. El Sistema de gestión de recursos de petróleo (PRMS) define los recursos no convencionales como recursos convencionales que están atrapados en acumulaciones separadas relacionadas con una estructura geológica o condición estratigráfica. Son acumulaciones de petróleo que están extendidas en toda un área grande. Por lo tanto, los recursos no convencionales son acumulaciones geográficamente extensas de hidrocarburos mantenidos en rocas de baja permeabilidad con límites difusos y sin trampas estructurales o estratigráficas evidentes.

El desarrollo de poros de micro a nanoescala en recursos no convencionales ha resultado en una resistencia capilar bastante alta, por lo tanto, los recursos no convencionales no se ven afectados significativamente por las influencias hidrodinámicas y tienen migración no impulsada por la flotabilidad. Los ejemplos de tales recursos no convencionales incluyen gas metano de carbón (CBM), gas centrado en la cuenca (marga, esquisto, dolomita o arena de baja permeabilidad), yacimiento de esquisto de petróleo (kerógeno), petróleo pesado y arenas de alquitrán, y gas y petróleo estrechos, incluidos sus subtipos de gas/petróleo de esquisto. Los recursos no convencionales son unidades que contienen petróleo o gas que carecen de la permeabilidad y porosidad de los recursos convencionales. Por lo tanto, el recurso no convencional requiere una tecnología de extracción especializada (p. ej., estimulación de fracturación hidráulica para petróleo/gas estrecho, desagüe en CBM, vapor y/o solvente para movilizar el betún natural, y extracción de arenas petrolíferas a cielo abierto) para lograr una producción económica.

Se informa que los factores de recuperación de petróleo de la mayoría de los esquistos y formaciones estrechas son inferiores al 10 %. Por lo tanto, las técnicas de recuperación mejorada del petróleo (EOR) se exploran en gran medida para ayudar a mejorar la recuperación de estas formaciones, en las que la permeabilidad es generalmente menor que 0.1 mD y los tamaños de los poros en formaciones rocosas son mayormente menores que 100 nm de diámetro. Sin embargo, el complejo flujo de líquido y el comportamiento de fase de estas formaciones las dificultan aún más en muchos aspectos operativos, incluida la búsqueda de la técnica de EOR más económica y eficiente. Las prácticas comunes de EOR que se han probado en esquistos y las formaciones estrechas incluyen la inyección cíclica de gas natural/CO₂ y la inyección de tensioactivo. Estos estudios demuestran que la eficiencia de la inyección cíclica de gas natural/CO₂ se determina mediante el logro de una condición de miscibilidad deseada que está sensiblemente controlada por una densidad de fractura existente dentro de una formación rocosa. Otros factores influyentes sobre la eficiencia de la inyección cíclica de gas natural/CO₂ incluyen: la capacidad de una formación de contener de manera segura un gas inyectado a alta presión cerca de un orificio de pozo, el contacto del orificio de pozo con el volumen máximo de una zona productiva dentro de la formación y el espaciado adecuado del pozo para minimizar la conminación hidráulica entre los pozos.

Estas complicaciones dieron como resultado la necesidad de métodos alternativos tales como la aplicación de soluciones acuosas como tensioactivos. La inyección de solventes es un método bien establecido para mejorar la recuperación de hidrocarburos de los yacimientos convencionales; sin embargo, todavía no se han investigado aspectos fundamentales del transporte del solvente inyectado en yacimientos estrechos. La inundación continua de solventes/tensioactivos no es práctica en los yacimientos no convencionales, ya que las eficiencias de barrido son muy bajas y el solvente inyectado no puede movilizar el petróleo fuera de la matriz de un pozo a otro (excepto a través de conductos de alta permeabilidad tales como una fractura, si está presente). Por lo tanto, se necesita un enfoque cíclico como una inyección y producción donde las eficiencias de barrido son bajas. En la fase de “inyección”, se inyecta solvente en un yacimiento donde el solvente viaja a través de una red de fracturas. Después de este período, se cierra un pozo de inyección para permitir que el solvente penetre en la roca mediante la imbibición espontánea en una matriz y reemplace el petróleo del yacimiento durante un intervalo de “remojo”. Después de un tiempo de remojo suficiente, el pozo de inyección, junto con cualquiera de los pozos cercanos potencialmente afectados, se vuelve a abrir a una presión baja para producir una fase de petróleo expulsado y una fase rica en solventes. Aunque el líquido

inyectado generalmente se denomina “gas”, el líquido inyectado también es un solvente - una mezcla de un líquido portador (agua, gas o líquido) y tensioactivo.

Los tensioactivos, o moléculas que se adhieren a interfaces (p. ej., agua-petróleo, líquido-gas, y sólido-líquido o -gas) y disminuyen su energía superficial, normalmente derivan de productos procesados en petróleo crudo (p. ej., sulfonatos de petróleo). Esto significa que, a pesar de su éxito en la eliminación del petróleo residual de formaciones no convencionales, los tensioactivos cuestan mucho más que el valor de mercado del petróleo recuperado de esta manera. La actividad superficial de los tensioactivos está habilitada por su estructura molecular, que consiste en dominios hidrófilos y lipofílicos separados. Los tensioactivos se categorizan por su química, en particular por su resto polar, o “grupo principal” que es catiónico, aniónico, anfotérico, o no iónico.

Una desventaja significativa de las técnicas de EOR asistidas por tensioactivos que usan tensioactivos derivados de combustibles fósiles es la adsorción del material tensioactivo en la roca del yacimiento. Esto reduce el rendimiento del tensioactivo con el tiempo y deja impactos negativos permanentes en las formaciones rocosas y el agua. La inestabilidad y disociación del tensioactivo a diversas temperaturas y salinidades del yacimiento es otro problema que puede causar daños permanentes en el yacimiento. Por lo general, el costo del tensioactivo es el artículo más costoso en el costo de un EOR químico. Estos costos incluyen tanto la inversión inicial en la compra del tensioactivo así como el costo de reemplazar el tensioactivo que se ha perdido debido a la adsorción.

Los tensioactivos también pueden ser de base biológica, producidos directamente por microorganismos que típicamente consisten en restos de lípidos, proteínas y/o carbohidratos y se asocian frecuentemente con paredes celulares o membranas. Las enzimas desempeñan un papel importante en la fabricación de muchos tensioactivos de base biológica. Se ha investigado el reemplazo de los tensioactivos químicos por tensioactivos biológicos tales como solventes verdes enzimáticos que pueden cambiar la humectabilidad de las rocas de formación y los sistemas de líquidos al cambiar la tensión interfacial. Estos solventes son principalmente acuosos, y su unión de hidrógeno los hace muy difusibles en la fase acuosa. Las enzimas, en su totalidad o en parte, derivan de productos biológicos y son proteínas globulares ecológicas. Esto minimiza cualquier impacto adverso a largo plazo sobre la roca y el agua en las formaciones. El uso de enzimas proporciona muchas ventajas en comparación con el procesamiento químico, incluido el menor uso de energía, menores cantidades de productos de desecho y subproductos, la ausencia de catalizadores metálicos tóxicos o ácidos/bases, y condiciones de funcionamiento más seguras. En combinación con otros aditivos, las enzimas pueden cambiar el comportamiento

de adhesión de un sistema de petróleo-agua-roca al empujar los hidrocarburos de las superficies rocosas, permitiendo que los hidrocarburos fluyan.

Existe una necesidad constante de mejores sustancias y técnicas para recuperar los líquidos subsuperficiales de las formaciones rocosas. La presente invención incluye utilizar una elección preferida de enzimas y aditivos de una mezcla de solvente verde, tales como alcohol deshidrogenasa, α -amilasa, glucosidasa, glucosiltransferasas, lipasa, papaína (y lipasa), fosfolipasas, glucolípidos, lipopéptidos, flavolípidos, fosfolípidos, ésteres de ácidos grasos, y polímeros de alto peso molecular tales como lipoproteínas, complejos de lipopolisacáridos y proteínas, y/o complejos de polisacáridos, proteínas y ácidos grasos, así como estrategias de ejecución de campo adecuadas para recuperar líquidos de formaciones no convencionales.

COMPENDIO DE LA INVENCION

La invención generalmente se relaciona con proporcionar una recuperación de hidrocarburo mejorada. El objeto general de la invención puede lograrse, al menos en parte, mediante la utilización de un solvente verde a base de enzimas acuoso y/o no acuoso que es aplicable para mejorar la recuperación de hidrocarburos de la roca del yacimiento en recursos no convencionales. La invención busca optimizar la formulación del solvente en términos de concentración de componentes con sensibilidad a las condiciones ambientales.

En el caso de los yacimientos no convencionales, el desarrollo de tecnologías para aumentar la producción de los yacimientos individuales puede ser complejo, lo que a menudo implica un sistema de ensayo y error exhaustivo para determinar una mezcla eficaz de la solución de EOR. Dicho ensayo y error puede llevar mucho tiempo y ser costoso a menos que se proporcione un ajuste del líquido de inyección. Dependiendo de las características de la superficie de la roca, las condiciones ambientales tales como temperatura, presión, salinidad y pH, y las propiedades del petróleo en su sitio en el yacimiento, la estructura molecular del tensioactivo de base biológica conduce a un comportamiento de adsorción diferente del tensioactivo y, por lo tanto, provoca una alteración de la humectabilidad diferente.

Un solvente verde adecuado a base de enzimas tiene el potencial de alterar la humectación de la superficie de la roca y, en consecuencia, mejorar la recuperación de petróleo en los yacimientos de esquisto. En una modalidad de la invención, un solvente verde a base de enzimas puede ajustarse al acceder tanto a las propiedades superficiales de la roca como a la composición química del petróleo que se encuentra en un yacimiento. Un efecto iónico sobre la humectabilidad de una superficie de contacto de la roca puede adquirirse y luego usarse para formular un solvente verde a base de enzimas sintonizado.

El propósito de la presente invención es formular un sistema de recuperación de líquidos subsuperficiales mejorados mediante la inyección de una corriente de solvente verde a base de enzimas en un yacimiento usando un pozo como una trayectoria de flujo. La presente invención también apunta a optimizar la formulación de tales solventes en términos del tipo y/o la concentración de los componentes y la sensibilidad a la roca del yacimiento y las condiciones ambientales. Tales condiciones ambientales pueden incluir, pero no se limitan a, presión, temperatura, pH, y salinidad para un uso eficiente en un pozo.

La invención incluye un método para recuperar el líquido subsuperficial de formaciones rocosas mediante la adición de un solvente verde a base de enzimas a un líquido portador, la inyección del solvente verde a base de enzimas y el líquido portador en un pozo, y la dirección del solvente verde a base de enzimas y el líquido portador por una trayectoria de flujo del pozo. El método también incluye remojar el solvente verde a base de enzimas y el líquido portador en el pozo antes de invertir la trayectoria de flujo del pozo (y/o abrir el flujo de un pozo adyacente) de manera que el solvente verde a base de enzimas y el líquido portador puedan entrar en contacto con partes más lejanas de la formación de rocas alrededor de un orificio del pozo. Luego, se recuperan múltiples yacimientos del mismo pozo usado para inyección y otros pozos vecinos afectados por el solvente verde a base de enzimas.

En determinadas modalidades, el solvente verde a base de enzimas se empareja con una suspensión. La suspensión incluye nanopartículas. En modalidades de la invención, la suspensión incluye nanopartículas magnéticas. La suspensión también puede incluir apuntalante. Las nanopartículas de suspensión pueden encapsular enzimas para controlar la liberación de enzimas en regiones diana del yacimiento. La liberación de enzimas en regiones diana puede controlarse desencadenando la disolución de la encapsulación a través del PH o control de temperatura. Entonces, el método incluye guiar las nanopartículas magnéticas a una parte deseada de la formación usando un campo magnético. Las nanopartículas magnéticas y los apuntalantes tienen una estructura núcleo-cubierta en la que el núcleo contiene un nanomaterial superparamagnético con un contraste de susceptibilidad magnética eficaz suficiente tal como el hierro-óxido. El solvente verde a base de enzimas se encapsula en el núcleo y luego se libera de las nanopartículas una vez que el solvente se asienta en las partes deseadas de la formación. Las modalidades de la invención incluyen monitorear una respuesta magnética de las nanopartículas. La respuesta magnética modela una disposición de fracturas en diferentes partes de la trayectoria de flujo. En determinadas modalidades, el solvente verde a base de enzimas se empareja con una suspensión. La suspensión incluye marcadores. Las modalidades de la invención incluyen monitorear el movimiento y el asentamiento de las nanopartículas y el solvente

verde a base de enzimas usando marcadores radioactivos, químicos, de otro tipo.

Las modalidades de la invención incluyen una herramienta de calentamiento en el pozo para controlar una temperatura de la suspensión que contiene el solvente verde a base de enzimas. En determinadas modalidades, las enzimas se inmovilizan en el núcleo de las nanopartículas. Las enzimas se liberan mediante la disolución de la estructura núcleo-cubierta de las nanopartículas a determinadas temperaturas. La invención también incluye desplegar una herramienta de calentamiento o enfriamiento subsuperficial en el pozo (o un pozo adyacente) para controlar la temperatura y la liberación del solvente verde a base de enzimas.

La presente invención también proporciona un método para recuperar el líquido subsuperficial de formaciones rocosas al dirigir un líquido por una trayectoria de flujo de un pozo, remojar el líquido en una formación y recuperar el líquido del pozo que incluye los líquidos subsuperficiales tales como petróleo, gas y agua. El método incluye agregar una suspensión de nanopartículas al líquido y recubrir cada nanopartícula de la suspensión de nanopartículas con una mezcla a base de enzimas inmovilizada. La mezcla a base de enzimas inmovilizada incluye un solvente verde a base de enzimas. Se aplica un campo magnético en una subsuperficie cercana al pozo para interactuar con las nanopartículas de la suspensión de nanopartículas y para guiar las nanopartículas recubiertas de enzimas a través de la formación mediante el campo magnético.

El método se realiza durante al menos una de una recuperación primaria, una fracturación inicial, una recuperación secundaria, una refracturación, una mitigación del golpe de fractura o una inyección y producción. El solvente verde a base de enzimas tiene preferentemente una concentración enzimática menor que la concentración de micela crítica (CMC). El solvente es convenientemente acuoso, que incluye más de aproximadamente 90 % de agua. En modalidades de la invención, el solvente también es convenientemente no acuoso, que incluye un líquido portador. El líquido portador incluye al menos uno de un líquido de hidrocarburo, un gas comprimido, o una espuma.

La invención incluye una mezcla de recuperación de líquidos subsuperficial para usar con al menos un pozo. La mezcla de recuperación de líquidos subsuperficial incluye una suspensión para que fluya por una trayectoria de flujo de un pozo. En determinadas modalidades, la suspensión incluye una pluralidad de nanopartículas y un solvente verde a base de enzimas. La suspensión tiene una presión, temperatura, pH y salinidad deseados.

Otros objetos y ventajas serán evidentes para los expertos en la técnica a partir de la siguiente descripción detallada tomada junto con las reivindicaciones y figuras adjuntas.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

La Figura 1 muestra una vista esquemática de una célula Amott para pruebas de imbibición en laboratorio conocidas en la técnica;

la Figura 2 muestra un gráfico de líneas de líquidos subsuperficiales recuperados con un solvente verde a base de enzimas de acuerdo con una modalidad de la presente invención;

5 la Figura 3 muestra un gráfico de líneas de líquidos subsuperficiales recuperados con un solvente verde a base de enzimas de acuerdo con la modalidad de la Figura 2;

la Figura 4 muestra un gráfico de líneas de líquidos subsuperficiales recuperados con un solvente verde a base de enzimas de acuerdo con una modalidad de la presente invención;

10 la Figura 5 muestra un gráfico de líneas de líquidos subsuperficiales recuperados con un solvente verde a base de enzimas de acuerdo con la modalidad de la Figura 4;

la Figura 6 muestra un gráfico de líneas de líquidos subsuperficiales recuperados con un solvente verde a base de enzimas de acuerdo con una modalidad de la presente invención;

la Figura 7 muestra un gráfico de líneas de líquidos subsuperficiales recuperados con un solvente verde a base de enzimas de acuerdo con una modalidad de la presente invención;

15 la Figura 8 muestra un gráfico de líneas de líquidos subsuperficiales recuperados con un solvente verde a base de enzimas de acuerdo con la modalidad de la Figura 7;

la Figura 9 muestra una célula Amott para recuperar líquidos subsuperficiales con un solvente verde a base de enzimas y un tensioactivo de acuerdo con una modalidad de la presente invención;

20 la Figura 10 muestra una célula Amott para recuperar líquidos subsuperficiales de acuerdo con la modalidad de la Figura 9;

la Figura 11 muestra un aparato de pozo de producción para recuperar yacimientos de una formación de roca de acuerdo con una modalidad de la presente invención;

25 la Figura 12 muestra el aparato de pozo de producción para recuperar yacimientos de una formación de roca de acuerdo con la modalidad de la Figura 11; y

la Figura 13 muestra el aparato de pozo de producción para recuperar yacimientos de una formación rocosa de acuerdo con la modalidad de la Figura 11.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

30 La presente invención se refiere a un tipo específico de tratamiento de recuperación y formación de líquidos subsuperficiales que recibe ayuda de la aplicación de solventes verdes a base de enzimas acuosos y/o no acuosos. Esto se logra con un sistema de recuperación que incluye al menos un pozo y un sistema de bomba de inyección para inyectar un solvente verde a base de enzimas junto con un líquido portador elegido en el fondo del pozo de una formación rocosa. El solvente puede ser acuoso que comprende principalmente agua, o

líquido de hidrocarburo, gas comprimido, espuma, CO₂ no acuoso u otras sustancias adecuadas como un líquido portador. Los principios de la fabricación de un solvente verde incluyen la utilización eficiente de materias primas (preferentemente renovable) como materia prima para un producto y fuente de energía, y la eliminación de materiales tóxicos (incluidos solventes) en la fabricación (preparación y purificación) y utilización del producto. La función principal de la enzima en el solvente es la unión covalente de la enzima de un hidrófilo y un lipófilo.

Los solventes a base de enzimas pueden formularse como una solución específica de la formación mediante la adaptación de la estructura molecular del “grupo principal” para que sea catiónica, aniónica, anfotérica, o no iónica. Tales formulaciones pueden basarse en las características de líquido de yacimiento y roca de formación (tales como mineralogía, humectabilidad, microorganismos in situ, composiciones naturales de agua/hidrocarburos, etc.) o como una formulación de propósito general mediante la adaptación de un equilibrio hidrófilo-lipófilo que permite disolver petróleo en agua (haciendo que el solvente sea más hidrófilo). Tal formulación funciona para la mayoría de las formaciones no convencionales. Las enzimas usadas en la invención reivindicada incluyen mezclas comerciales que incluyen una clase de proteínas modificadas con ADN que se encuentran en organismos vivos. Las enzimas en sí no son vivas. Estas enzimas son solubles en agua, lo que hace que las enzimas sean muy difusibles en una fase acuosa debido, al menos en parte, al enlace de hidrógeno. Si bien los solventes a base de enzimas, particularmente los solventes verdes a base de enzimas, se describen generalmente en la presente invención, debe entenderse que cualquier cantidad de solventes verdes a base de enzimas podría usarse de acuerdo con la invención descrita en la presente descripción.

La presente invención se describe en mayor detalle en relación con los siguientes ejemplos que ilustran o simulan varios aspectos involucrados en la práctica de la invención. Debe entenderse que desean protegerse todos los cambios que entran dentro del espíritu de la invención y, por lo tanto, la invención no debe interpretarse como limitada por estos ejemplos.

La Figura 1 muestra una célula de Amott que contiene un tapón de núcleo saturado de petróleo crudo dentro de una fase acuosa. Las células Amott se usan ampliamente en pruebas de imbibición espontánea para determinar la absorción de una sustancia por otra. Las pruebas de células Amott funcionan en función de una combinación de procesos de desplazamiento forzado y natural de un líquido no humectante de una muestra de roca saturada usando un líquido humectante mediante fuerzas capilares. Los expertos en la técnica entenderán otros objetos y ventajas del uso de células Amott para determinar la recuperación de líquidos subsuperficiales. La célula Amott de la Figura 1 incluye un aparato 100 para determinar la recuperación de petróleo. Una muestra de roca 102 que incluye un tapón de núcleo saturado con petróleo crudo se sumerge

en una fase acuosa 104 dentro del aparato 100. La fase acuosa 104 incluye un solvente verde a base de enzimas 106. El solvente verde a base de enzimas 106 desplaza el aceite crudo 108 de la muestra de roca 102. El petróleo crudo 108 se recolecta en un tubo de recolección 110 del aparato 100 donde se mide la cantidad de petróleo crudo recolectado. Las muestras de roca
5 usadas en la presente invención incluyen muestras con una amplia variedad de propiedades.

Las Tablas 1 y 2 detallan las propiedades y la mineralogía de varias muestras de rocas centrales. Si bien las Tablas 1 y 2 muestran detalles de los núcleos de esquisto y arenisca usados como muestras de roca para la recuperación de petróleo con una célula Amott, debe entenderse que cualquier otra muestra de roca o similar puede usarse con la presente invención
10 para recuperar petróleo de dichas muestras.

Tabla 1: Propiedades de la muestra principal

ID de la muestra	Diámetro, cm	Longitud, cm	Masa seca, g	Porosidad, %	Peso saturado, g	Volumen, cc	% de saturación
Arenisca							
1	2.54	5.58	60.17	18.33	64.65	28.29	96
2	2.54	5.59	60.58	17.90	64.95	28.33	96
Esquisto							
2	2.54	2.84	30.17	12.74	31.62	14.39	88
3	2.54	2.11	23.5377	9.56	34.62	10.69	90
4	2.54	2.95	31.6161	11.82	33.6	14.95	92
5	2.54	3.08	33.12	12.06	34.62	15.61	88
6	2.54	2.95	32.14	11.99	33.60	14.95	90
9	2.54	3.12	33.70	12.25	35.29	15.81	91
10	2.54	2.29	24.53	13.00	25.77	11.60	91

La Tabla 2 muestra la mineralogía de las muestras de la espectroscopia infrarroja transformada de Fourier (FTIR).

Tabla 2: Muestras principales de mineralogía de FTIR

ID de la muestra		3	3	4	5		1
Cuarzo	Esquisto	28	22	35	24	Arenisca	74
Calcita		0	0	0	0		1
Dolomita		32	40	16	38		4
Illita		0	10	5	0		0
Esmectita		0	0	0	0		0
Caolinita		2	2	3	2		3
Clorita		1	2	6	2		0
Pirita		0	0	0	0		0
Ortoclasea		6	3	6	6		0
Oligoclasea		2	1	6	0		4
Arcillas mixtas		25	14	20	22		15
Albita		0	0	0	0		0
Anhidrita		1	0	2	0		0
Siderita		2	4	5	5		0
Apatita		0	0	0	0		0
Aragonita		1	0	1	0		0

5 Para las muestras en las Tablas 1 y 2, los núcleos de arenisca Berea y los núcleos de afloramiento de esquisto Woodford con 2 pulgadas de longitud y 1 pulgada de diámetro se cortaron, se secaron, y después se saturaron con petróleo crudo, aunque pueden usarse otros tamaños de núcleo y petróleos. En este ejemplo, la saturación de arenisca se llevó a cabo usando inyección de crudo después de un período de aspiración de 4 horas mientras que la saturación de esquisto se llevó a cabo usando una inyección presurizada de 72 horas de crudo en 1500 psi

10 después de un período de 24 horas de aspiración. Los núcleos de arenisca Berea tenían un envejecimiento de 15 días y las muestras de esquisto Woodford tenían un envejecimiento de 17 días.

15 Las pruebas de imbibición espontánea realizadas en las muestras identificadas en las Tablas 1 y 2, usando el aparato 100 de la Figura 1, resultan en cálculos de petróleo crudo

desplazado de cada una de las muestras de roca a lo largo del tiempo. Para mostrar la eficacia de utilizar un solvente verde a base de enzimas en la fase acuosa del aparato 100, también se usa un líquido humectante alternativo, tal como agua.

La Figura 2 muestra la cantidad de petróleo recuperado (en ml) de arenisca Berea después de 15 días de envejecimiento. En este ejemplo, se usó una solución de 10 % en peso de enzima y se comparó con una solución de agua desionizada (DI). La Figura 3 muestra la cantidad de petróleo recuperado del ejemplo de la Figura 2 medida de acuerdo con el % de petróleo original en el lugar (OOIP). En general, la recuperación de petróleo crudo con una solución enzimática al 10 % es del 53 %, en comparación con un mero 2 % cuando se usa agua DI.

La Figura 4 muestra la cantidad de petróleo recuperado (en ml) de esquisto Woodford después de 17 días de envejecimiento. Las tasas de imbibición en las muestras de esquisto son relativamente bajas, y el aparato de células Amott se mantiene en una condición de temperatura ambiente constante. En este ejemplo, se usó una solución de 10 % en peso de enzima y se comparó con una solución de agua DI. La Figura 5 muestra la cantidad de petróleo recuperado del ejemplo de la Figura 4 medida de acuerdo con el % de OOIP. En general, el petróleo crudo se recupera con una solución enzimática al 10 % es 11 %, en comparación con el 0 % cuando se usa agua DI.

Para facilitar ejemplos adicionales, se calculan las mediciones de tensión superficial para diferentes concentraciones enzimáticas a temperatura ambiente. La tensión superficial de una solución enzimática al 10 % es de 48.4 mN/m. La tensión superficial de una solución enzimática al 5 % es de 51.5 mN/m. Como tal, los ejemplos adicionales que usan un solvente verde a base de enzimas para recuperar el petróleo incluyen modificar la concentración enzimática.

La Figura 6 muestra la cantidad de petróleo recuperado (en % de OOIP) de esquisto Woodford usando soluciones de 10 % en peso de enzima, y usando soluciones de 5 % en peso de enzima durante un período de 17 días. Como también se mostró en la Figura 5, la solución enzimática al 10 % produce una recuperación de aceite crudo del 11 %. La solución enzimática al 5 % produce una recuperación mucho mayor, superando a la solución enzimática al 10 %. La concentración de micela crítica (CMC) del solvente verde a base de enzimas del solvente de prueba es, por lo tanto, preferentemente entre 5 % y 10 %. Si bien las concentraciones enzimáticas en esta modalidad incluyen 10 % y 5 %, debe entenderse que pueden usarse otros porcentajes/concentraciones diferentes para recolectar exitosamente petróleo crudo.

La Figura 7 muestra la cantidad de aceite recuperado (en ml) de esquisto Woodford usando la enzima preferida al 5 % en peso en comparación con una solución de tensioactivo al 5 % en peso. El tensioactivo es preferentemente un tensioactivo no iónico que es un alcohol etoxilado secundario con una tensión superficial de 31 mN/m en el 0.5 % en peso usado, aunque también pueden usarse otros tensioactivos para la comparación. Los expertos en la técnica comprenderán que la mayoría de los tensioactivos elegibles a una concentración de 0.5 % producen una tensión superficial de alrededor de 30 mN/m. La Figura 8 muestra la cantidad de petróleo recuperado del ejemplo de la Figura 7 medida de acuerdo con el % de OOIP. Como se muestra, la solución enzimática al 5 % recupera más petróleo que el tensioactivo al 0.5 %.

La Figura 9 muestra la comparación de las muestras de roca usadas en células Amott de las Figuras 7-8. Al comparar la muestra tratada con una solución enzimática al 5 % con la solución tensioactiva al 0.5 %, es evidente que se ha expulsado más petróleo de la muestra de solución enzimática. La Figura 10 muestra la cantidad de petróleo recuperado de las células de la Figura 9. Cada tubo de recolección muestra el petróleo recolectado que se ha recuperado del esquisto Woodford después de 214 horas. Como se muestra, la solución enzimática al 5 % recuperó más petróleo que el tensioactivo al 0.5 %.

En función de los ejemplos ilustrados, la presente invención utiliza preferentemente una solución de solvente verde a base de enzimas entre 5-10 % en peso, convenientemente 5 % en peso, de enzima para recuperar líquidos subsuperficiales de formaciones rocosas, aunque debe entenderse que puede usarse cualquier cantidad de concentraciones enzimáticas adicionales.

La Figura 11 muestra un pozo de producción 200 de acuerdo con una modalidad de la presente invención. El pozo de producción 200 incluye un líquido portador 202 que se inyecta en una formación rocosa 204 a través de un orificio inferior 206 del pozo 200. Un componente de almacenamiento 208 libera el líquido portador 202 por una trayectoria de flujo 210, a través del orificio inferior 206 y hacia la formación rocosa 204. La formación rocosa 204 contiene una pluralidad de yacimientos 212. La pluralidad de yacimientos 212 preferentemente incluye petróleo crudo, aunque debe entenderse que la formación rocosa puede ser cualquier tipo de formación rocosa y, por lo tanto, contener cualquier cantidad o tipos de yacimientos.

El líquido portador 202 incluye un solvente verde a base de enzimas 214 y una suspensión de nanopartículas 216. El solvente verde a base de enzimas 214 y las nanopartículas 216 se inyectan en la formación rocosa 204 con el líquido portador 202. Una vez dentro de la formación rocosa 204, el líquido portador 202 entra en contacto con los yacimientos 212.

Con la ayuda del solvente verde a base de enzimas 214 y las nanopartículas 216, el pozo 200 facilita la recuperación de hidrocarburos de los yacimientos 212. En particular, los hidrocarburos pueden recuperarse de formaciones rocosas no convencionales y fracturadas con el solvente verde a base de enzimas. El solvente verde a base de enzimas 214 se transporta a la formación rocosa 204, usando el líquido portador 202, a través de redes de fracturas en la roca. Esto proporciona al solvente verde a base de enzimas 214 una exposición a una matriz rocosa durante un tiempo de remojo. El tiempo de remojo se produce durante un período de tiempo designado dependiendo de una variedad de factores que incluyen, entre otros, el tipo de formación rocosa, el tipo de enzima, el volumen inyectado, el tipo de yacimientos que se recuperan, etc.

La exposición del solvente verde a base de enzimas 214 a la matriz rocosa proporciona un aumento de la recuperación de líquidos adicional de los yacimientos 212 en comparación con la técnica previa. Esta recuperación adicional puede lograrse al menos en parte desplazando parte del líquido dentro de la matriz a través de la alteración de la humectabilidad y la infiltración espontánea. La humectación y las alteraciones de la tensión interfacial pueden provocar la infiltración de un líquido no humectante. El líquido no humectante es convenientemente una corriente del solvente a base de enzimas 214, que entra en los poros de la matriz de la formación rocosa 204 y, en consecuencia, conduce a una liberación de la fase de humectación. La fase de humectación es preferentemente el líquido subsuperficial diana que se necesita producir a partir de los yacimientos 212 (p. ej., petróleo).

Como se muestra en la Figura 11, el solvente verde a base de enzimas 214 se empareja con las nanopartículas 216 en el líquido portador 202. Las nanopartículas 216 pueden mejorar la distribución del solvente 214 en una pluralidad de poros estrechos en una matriz de formación de la formación rocosa 204. En modalidades de la invención, las enzimas del solvente verde a base de enzimas 214 pueden modificarse e inmovilizarse en superficies de las nanopartículas 216 como una capa de recubrimiento.

La Figura 12 muestra el solvente verde a base de enzimas 214 liberado de las nanopartículas 216 en la formación rocosa 204. Las nanopartículas 216 pueden dirigirse a una profundidad específica de la formación rocosa 204. Una vez a la profundidad, las nanopartículas 216 liberan el solvente inmovilizado 214 hacia la matriz rocosa en la profundidad específica. Las modalidades de la presente invención también pueden incluir el uso de apuntalantes en una suspensión en lugar de nanopartículas. Debe entenderse que también pueden usarse otros portadores relativos.

En modalidades de la invención, las nanopartículas pueden ser magnéticas. Las nanopartículas magnéticas 216 se suministran hacia y desde la formación de roca 204 mediante un arrastre magnético 218 para administrar el solvente verde a base de enzimas 214 a matrices de la formación de roca 204. Los organismos de las nanopartículas magnéticas 216 pueden encapsular una capa de enzimas seleccionadas que se administran a la matriz a través del arrastre magnético 218. El arrastre magnético 218 controla el movimiento de las nanopartículas 216 mediante la aplicación de un campo magnético subsuperficial de manera que las nanopartículas 216 se guían para dispersarse a través de depósitos estrechos de roca. El arrastre magnético 218 también controla la eliminación de las nanopartículas 216 de la formación rocosa 204 después de retirar el revestimiento del solvente verde a base de enzimas 214 de las nanopartículas 216. El arrastre magnético 218 retrae las nanopartículas 216 en una suspensión 220 al invertir la trayectoria de flujo a través del orificio inferior 206 del pozo de producción 200. El solvente verde a base de enzimas 214 en el líquido portador 202 se deja en la formación rocosa 204 para remojo adicional antes de recolectar los yacimientos 212.

La Figura 13 muestra la pluralidad de yacimientos 212 recolectados de la formación rocosa 204. Después de un período de remojo, el líquido portador 202 junto con el solvente verde a base de enzimas 214, regresa por la trayectoria de flujo con los yacimientos recolectados 212 a una cámara de recolección 220. Debe entenderse que el solvente verde a base de enzimas 214 también puede administrarse a la formación 204 sin las nanopartículas adicionales y/o suspensión de apuntalante. En modalidades de la invención, una corriente de inyección puede incluir solo el solvente verde a base de enzimas y el líquido portador. Las concentraciones adecuadas de solventes verdes a base de enzimas pueden calcularse o estimarse sobre la base de la formación de rocas subterráneas, su composición orgánica y mineral, el tipo de enzimas, la composición de los yacimientos subsuperficiales, y otros factores relevantes. La aplicación de un solvente verde acuoso a base de enzimas para mejorar la recuperación subsuperficial permite recuperar y reusar las enzimas inyectadas en el pozo. La corriente a base de enzimas recuperada puede reusarse en el sitio para otros fines de extracción de petróleo o limpieza de rocas, incluida la limpieza de núcleos, arena, apuntalantes o lodo recuperado.

La presente invención facilita la administración del solvente verde a base de enzimas a las partes deseadas de la formación a través de la aplicación de nanopartículas que contienen enzimas, particularmente nanopartículas magnéticas. La dispersión guiada del solvente verde a base de enzimas en el depósito es posible aplicando un campo magnético alrededor de una vía de inyección de la suspensión de nanopartículas magnéticas usando un

generador de campo magnético. El uso de nanopartículas magnéticas también puede identificar las caracterizaciones de medios porosos y/o redes de fracturas de formaciones rocosas al monitorear las respuestas magnéticas de las nanopartículas. La presente invención facilita no solo la administración de solvente verde a base de enzimas que altera la humectabilidad y mejora la recuperación a la matriz a través de trayectorias de flujo y fracturas existentes en la roca, sino también la dispersión guiada de las nanopartículas/apuntalantes. Por lo tanto, el monitoreo superficial de las respuestas magnéticas de las nanopartículas/apuntalantes dispersos puede recolectarse con una herramienta de adquisición de datos magnéticos y usarse para el modelado en tiempo real de formaciones rocosas.

Una ventaja adicional de la presente invención es que el solvente verde a base de enzimas proporciona una limpieza y un tratamiento de pozos adicionales para el deterioro de la permeabilidad de regiones cercanas al orificio del pozo y fracturas existentes. Las enzimas que se modifican genéticamente a partir de una clase específica de microorganismos que eliminan el metal de la tierra, pueden usarse en el solvente verde acuoso o no acuoso a base de enzimas para tratar los residuos/agua de retorno para la extracción de metales pesados.

La presente invención se relaciona además con la aplicación de enzimas auxiliares de agregación en el solvente verde a base de enzimas y la suspensión posterior con el propósito de tapar y/o destapar determinadas partes de las formaciones rocosas y la red de fracturas al controlar la temperatura de la suspensión para activar o deteriorar las actividades enzimáticas. Por lo tanto, como se muestra en la Figura 13, las modalidades de la invención también pueden incluir controles de temperatura 222, 224. La herramienta de calentamiento 222 puede aumentar la temperatura del solvente verde a base de enzimas, mientras que la herramienta de enfriamiento 224 puede disminuir la temperatura del solvente verde a base de enzimas. Puede desearse modificar la temperatura de la enzima ya que se sabe que determinadas clases de enzimas mejoran la agregación de partículas sólidas. Estas enzimas, por ejemplo, se han usado para la producción de cemento de concreto. Estas enzimas a menudo solo tienen un determinado rango de temperatura en el que funcionan y se deterioran o se destruyen fuera de este rango de temperatura. Integrar el control de temperatura usando herramientas de calentamiento y/o enfriamiento 222, 224 en el fondo del pozo cerca de las partículas que contienen enzimas o calculando la temperatura zonal en función de la entrada geológica y/o geográfica, ayuda a la presente invención a controlar la activación de enzimas que provocan la agregación de partículas y controlar el taponamiento/destaponamiento de la perforación.

Los yacimientos recolectados 212 pueden recuperarse del pozo de producción 200 a través del solvente verde a base de enzimas 214 a una temperatura óptima durante una amplia

variedad de procesos comunes que utilizan el pozo de producción 200. Tales procesos incluyen, pero no se limitan a, recuperación primaria, fracturación inicial, recuperación secundaria, refracturación, y procesos de inyección y producción.

Fracturación/refracturación primaria

5 Las modalidades de la presente invención pueden aplicarse como parte de un trabajo primario de fracturación o refracturación en un pozo. La adición de solventes verdes a base de enzimas a un líquido de fracturación proporciona un aumento a la producción primaria posterior a la fracturación al permitir que los agentes activadores de superficie a base de enzimas entren en contacto con una formación rocosa durante el tiempo de fracturación primaria. Por lo
10 tanto, la aplicación de un solvente a base de enzimas durante la fracturación hidráulica inicial o la refracturación facilita un flujo de inyección significativo de una concentración enzimática relativamente baja (preferentemente 5 %) para lograr una recuperación adicional eficiente y rentable de los yacimientos mientras que las enzimas se distribuyen eficazmente dentro de la formación de roca en concentraciones adecuadas.

Mitigación de golpes de fracturas

Las modalidades de la presente invención pueden aplicarse como parte de la mitigación de los golpes de fractura o el manejo de las interacciones entre pozos principales y secundarios. La comunicación de pozo a pozo, conocida como “golpes de fractura” durante la fracturación hidráulica, es común en el desarrollo de petróleo y gas no convencionales. Cuando
20 la red de fracturas de un pozo recién perforado se conecta a la red de fracturas de un pozo más antiguo, el pozo más antiguo puede llenarse de arena y líquidos, lo que requiere una limpieza costosa para restaurar la producción. Para ayudar a mitigar los golpes de fractura, el solvente verde a base de enzimas puede usarse, con o sin la suspensión de nanopartículas, para represurizar el pozo más antiguo y mejorar la recuperación de petróleo adicional.

Inyección y producción

Las modalidades de la presente invención pueden incluir una corriente de inyección continua de alto volumen de un líquido portador combinado con una concentración relativamente baja de solvente a base de enzimas inyectado en una formación rocosa seguida de un período de remojo. El período de remojo puede modificarse de acuerdo con las
30 características del sistema de roca-líquido en un yacimiento. Luego, al invertir el flujo (flujo de retorno) del flujo de inyección, un pozo puede recuperar los yacimientos durante el flujo de retorno. Esta técnica de “inyección y producción” permite el uso del mismo pozo tanto para la producción como para la inyección y elimina los requisitos de alta eficiencia de barrido.

Recuperación secundaria/terciaria

Las modalidades de la presente invención también pueden aplicarse como parte de la recuperación de líquidos subsuperficiales secundaria o terciaria. Esto se aplica a la recuperación de petróleo mejorada/mejorada (EOR/IOR) a partir de formaciones rocosas no convencionales. EOR/IOR se relaciona con diferentes técnicas con el objetivo de recuperar los yacimientos de hidrocarburos restantes del petróleo en una formación rocosa, después de un período de producción inicial. Un problema importante de la recuperación del petróleo a partir de la formación no convencional, en general, es que una parte significativa del petróleo permanece en los estratos subterráneos de la roca cuando se aplican métodos convencionales tales como agua, gas, polímero, inundación de tensioactivo o inyección cíclica de gas para mantener la presión alta en el yacimiento. Las técnicas aplicadas de manera convencional varían considerablemente en cuanto a la complejidad, dependiendo de muchos factores diferentes que incluyen el tipo de petróleo, la estructura y el tipo de formación subterránea, la cantidad de petróleo accesible desde los pozos fracturados hidráulicamente, etc.

La recuperación mejorada de petróleo asistida por enzimas para la recuperación de líquidos subsuperficiales secundarios o terciarios de acuerdo con la presente invención puede lograrse al usar un sistema de recuperación de petróleo que incluye al menos un sistema de bomba de inyección y un pozo. Cuando el solvente verde a base de enzimas es acuoso, el solvente puede depender de una infraestructura de pozo y superficie existente para reducir la necesidad de una transformación significativa de las instalaciones del emplazamiento del pozo y los gastos asociados. Una corriente de inyección continua de agua de alto volumen combinada con una concentración relativamente baja de solvente verde a base de enzimas puede inyectarse a la formación a través de un pozo, seguido de un período de remojo en el depósito (la "inyección"). Luego, al invertir el flujo, el pozo regresa a la recuperación de yacimientos de petróleo durante un período de flujo de retorno ("producción").

Cuando se logran eficiencias de barrido entre los pozos, puede inyectarse solvente verde a base de enzimas en la formación a través de un pozo y producirlo a partir de un pozo vecino. Cuando existe comunicación entre paredes debido a la presencia de fracturas, varios pozos se ven afectados por la inyección del solvente verde a base de enzimas en un pozo. Por lo tanto, se cierran varios pozos afectados durante el tiempo de remojo y pueden volverse a abrir después de un tiempo de remojo suficiente, todos a la vez o uno por uno, para recuperar petróleo adicional de cada pozo. En caso de que la inyección de agua o la presencia de agua sean un problema, la técnica puede acoplarse con líquidos no acuosos tales como petróleo/gas natural/CO₂ mediante la modificación de enzimas en un solvente no acuoso. Adicionalmente, pueden agregarse agentes espumantes compatibles a la corriente a base de enzimas para

proporcionar una sinergia entre la movilidad del gas y el impacto enzimático en los yacimientos de petróleo en formaciones.

5 Como se usa en la presente descripción, las referencias a sistemas de líquidos subsuperficiales deben entenderse como sistemas que consisten en petróleo, gas y agua atrapados en la roca del yacimiento subterráneo. Además, se entiende que las referencias en la presente descripción a la formación no convencional se refieren a formaciones donde los tamaños de poro promedio son de aproximadamente 2 a 0.03 μm de diámetro, que exhiben permeabilidades ultrabajas; tales como arenas estrechas/carbonatos y formaciones de esquisto. La recuperación primaria como se usa en la presente descripción debe entenderse que se refiere a la cantidad de líquido subsuperficial recuperado de formaciones al abrir los pozos perforados para que fluya por primera vez, después de la fracturación, refracturación, o mitigación de golpes de fractura. Por último, la recuperación secundaria como se usa en la presente descripción debe entenderse que se refiere a cualquier intento de recuperar líquidos adicionales de la formación una vez que la recuperación primaria ya no sea económica.

15 La invención descrita ilustrativamente en la presente descripción puede practicarse adecuadamente en ausencia de cualquier elemento, parte, etapa, componente, o ingrediente que no se describe específicamente en la presente descripción.

20 Si bien en la descripción detallada anterior la presente invención se ha descrito en relación con determinadas modalidades preferidas de esta, y se han expuesto muchos detalles con fines ilustrativos, será evidente para los expertos en la técnica que la invención es susceptible a modalidades adicionales y que determinados detalles descritos en la presente descripción pueden variar considerablemente sin apartarse de los principios básicos de la invención.