

MÉTODO PARA REMOVER DEPÓSITOS ORGÁNICOS E INORGÁNICOS EN UNA ETAPA

CAMPO TÉCNICO

[0001] La presente invención se refiere a métodos para remover depósitos orgánicos e inorgánicos y, más particularmente, en una modalidad no taxativa, se refiere a métodos para remover, en una etapa y de forma simultánea, depósitos orgánicos e inorgánicos durante cualquier intervención de pozo luego de completarse un pozo de petróleo y gas.

ANTECEDENTES TÉCNICOS

[0002] Los petróleos crudos y otras fracciones pesadas de petróleo a menudo contienen materiales orgánicos, tales como asfaltenos y parafinas. Los principales constituyentes de las ceras parafínicas contienen regiones alquilo normal de cadena larga. Estos compuestos de cera se cristalizan fácilmente tras el enfriamiento de la fracción de petróleo que los contiene. Este enfriamiento puede tener como resultado depósitos que obstruyan el flujo de los fluidos de producción de hidrocarburos si el enfriamiento ocurre en un pozo o una línea de flujo, tal como una tubería u otro conducto. Estos depósitos deben removerse del pozo para lograr una producción continua y/o efectiva de petróleo. Estos depósitos también pueden ocurrir en la región cercana al pozo de la formación y estos depósitos a menudo son una combinación de parafinas, asfaltenos, emulsiones y/o sarro inorgánico.

[0003] Los depósitos de asfalto en el pozo también provocan problemas y deben removerse. Los asfaltenos son materiales orgánicos que consisten en compuestos de anillos nafténicos y aromáticos que contienen moléculas de nitrógeno, azufre y oxígeno. La fracción de asfalto de crudo puede definirse como la parte orgánica del petróleo que no es soluble en solventes de cadena lineal, como pentano o heptano. Los asfaltenos pueden existir en forma de una suspensión coloidal estabilizada por moléculas de resina (por ejemplo, sistemas de anillo aromático) en el petróleo. Los asfaltenos pueden precipitarse como resultado de una variedad de efectos o factores que incluyen, de modo no taxativo, caída de presión, fuerzas de corte (flujo turbulento), ácidos, solución de dióxido de carbono (CO₂), la mezcla de petróleos crudos incompatibles, condensado inyectado u otras condiciones o materiales que rompan o perturben la estabilidad de la dispersión asfáltica. Los depósitos de asfaltenos pueden ocurrir en la región

cercana al pozo de una formación subterránea, una tubería de producción de pozo, válvulas y obturadores, líneas de flujo, tubos ascendentes, recipientes de tratamiento de superficie y tanques de almacenamiento.

[0004] Además de estos depósitos orgánicos, los depósitos inorgánicos también pueden causar preocupaciones. Los depósitos inorgánicos son principalmente sales que precipitan debido a una mezcla incompatible de agua con sal y otros químicos, que incluyen, de modo no taxativo, sales de sulfato, sales de carbonato, sales de haluro, y combinaciones de estas, que pueden provocar sarros problemáticos que también pueden obstruir el flujo de hidrocarburos en el pozo y en la región cercana al pozo de la formación.

[0005] En el pasado se han utilizado diversos métodos para remover la cera de parafina. El trióxido de azufre se ha utilizado para entrar en contacto con la parafina y formar un material dispersable que se remueva con un líquido acuoso y un tensioactivo. Se han probado otros solventes y dispersantes, como un copolímero de un alcohol primario y óxido de etileno con silicato de sodio y éteres de succinimida N-sustituídos. La patente estadounidense n.º 4,813,482 describe inyectar una mezcla de un tensioactivo de éster fosfato polioxialquileño aralquilo o alquilo en forma ácida libre o como una sal con un solvente mutuo y agua para remover los depósitos de parafina. Esta mezcla debe estar a una temperatura mayor que el punto de fusión de la cera para que sea efectiva. Estos procesos no funden la cera; solamente pueden corroer lentamente su superficie. Esto típicamente no sucede lo suficientemente rápido para una remoción de depósito económica en relaciones realísticas de superficie con respecto al volumen. Asimismo, crean dispersiones en agua que deben eliminarse o resolverse de otra forma costosamente.

[0006] La patente estadounidense n.º 4,755,230 describe el uso de compuestos de nitrito/nitrato inorgánico en reacciones redox que pueden resultar en un exoterma que funde el depósito de parafina y genera gas de nitrógeno. Esta técnica no funde la cera, pero requiere el uso de agua para transportar los reactivos, de modo que si la cera se dispersa completamente, que puede no ser el caso, lo hace en agua, la cual debe abordarse de forma costosa. Además, el gas que genera reacciones redox tiende a ser autoacelerante, lo que lo hace, en el mejor de los casos, impredecible cinéticamente y, en el peor de los casos, explosivo.

[0007] También se describen métodos para remover los depósitos de cera de parafina de las superficies de equipos de producción (petróleo y/o gas) de hidrocarburos durante la

producción de petróleo mediante la fusión y, posteriormente, dispersión de los depósitos en la patente estadounidense n.º 5,484,488. Estos métodos utilizan un compuesto ácido y un compuesto neutralizador que reaccionan de forma exotérmica para fundir el depósito y formar un dispersante para remover los fragmentos fundidos del depósito. Los ejemplos de ácidos utilizados en este método incluyen H_3PO_4 , H_2SO_4 y HCl , mientras que los ejemplos de neutralizadores utilizados incluyen NaOH , KOH , MgO , MgCO_3 y NaHCO_3 .

[0008] Por lo tanto, sería conveniente descubrir un nuevo método y/o composición para remover depósitos orgánicos, tales como parafinas, asfaltenos y otros tipos de depósitos no deseados, e impedimentos del pozo y la región cercana al pozo de una formación subterránea, por ejemplo, depósitos inorgánicos y similares que pueden implementarse fácilmente. Dado que cada procedimiento de pozo es costoso y consume mucho tiempo, sería conveniente remover de forma simultánea tanto los depósitos orgánicos como los depósitos inorgánicos en una etapa en lugar de dos o más etapas separadas.

COMPENDIO

[0009] En una modalidad no taxativa, se puede proporcionar un método para remover los depósitos orgánicos de un pozo que implica poner en contacto depósitos orgánicos en el pozo con un fluido de fase única durante una cantidad de tiempo efectivo para dispersar los depósitos orgánicos. El fluido de fase única incluye, de modo no taxativo, al menos un solvente, al menos un tensioactivo y al menos un cosolvente. El método incluye además remover, al menos parcialmente, los depósitos orgánicos del pozo.

[00010] Se proporciona, en una versión no restrictiva, un método para remover de forma simultánea depósitos orgánicos y depósitos inorgánicos de un pozo, donde el método incluye poner en contacto los depósitos orgánicos y los depósitos inorgánicos en el pozo con un fluido de fase única durante una cantidad de tiempo efectivo para dispersar de forma simultánea los depósitos orgánicos y disolver los depósitos inorgánicos. El fluido de fase única incluye, de modo no taxativo, al menos un solvente, al menos un tensioactivo, al menos un cosolvente y al menos un disolvente de sarro. El método comprende adicionalmente remover de manera simultánea, al menos parcialmente, los depósitos orgánicos y los depósitos inorgánicos del pozo.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

[00011] La Figura 1 es una serie de tres fotografías donde:

[00012] la Figura 1(a) es una fotografía de una gota de agua en una superficie revestida con un depósito de parafina que muestra un ángulo de contacto de 100.5°;

[00013] la Figura 1(b) es una fotografía de una gota de agua en una superficie inicialmente revestida con un depósito de parafina y posteriormente limpiada con un solvente independiente para la limpieza de parafina que muestra un ángulo de contacto de 82.2°;

[00014] la Figura 1(c) es una fotografía de una gota de agua en una superficie inicialmente revestida con un depósito de parafina y posteriormente limpiada con la Formulación 2 que se describe en la presente que muestra un ángulo de contacto de 8.0°;

[00015] la Figura 2 es una serie de cuatro fotografías donde:

[00016] la Figura 2(a) es una fotografía de un depósito de parafina;

[00017] la Figura 2(b) es una fotografía de carbonato de calcio granulado que representa el sarro;

[00018] la Figura 2(c) es una fotografía de la Formulación 2 de fase única;

[00019] la Figura 2(d) es una fotografía de la Formulación 2 de fase única de la Figura 2(c) que muestra que el depósito orgánico (parafinas) y los sólidos inorgánicos (carbonato de calcio) se disolvieron completamente;

[00020] la Figura 3 es una gráfica del perfil de tensión interfacial de la Formulación 1 en contacto con un petróleo crudo en función del tiempo;

[00021] la Figura 4(a) es una fotografía de una Formulación 3 de fase única en contacto con una muestra de depósito de sólido orgánico en una condición inicial; y

[00022] la Figura 4(b) es una fotografía que muestra la disolución completa del depósito orgánico sólido luego de 3 horas de contacto con la Formulación 3 a 150 °F (65.5 °C).

DESCRIPCIÓN DETALLADA

[00023] Se ha descubierto un método para remover de forma simultánea depósitos no deseados, tales como depósitos orgánicos e inorgánicos, de los pozos y la región cercana al pozo de las formaciones subterráneas. Los depósitos orgánicos que pueden removerse mediante los métodos en la presente incluyen, de modo no taxativo, parafinas, asfaltenos, brea, fango, incrustaciones blandas [schmoo] y combinaciones de estos. “Brea” incluye, de modo no taxativo, capas de brea y materiales de capas de brea que se encuentran presentes en algunos yacimientos y regiones cercanas al pozo de pozos que pueden perjudicar la producción. Estos depósitos también pueden ocurrir en combinaciones con emulsiones, sarro inorgánico, productos corrosivos y bacterias. *Schmoo* es una frase “comodín” informal para referirse a depósitos o sustancias viscosas y grasosas que se adhieren a casi cualquier superficie con la cual entra en contacto, y que es muy difícil de remover. Tal como se observó, los depósitos inorgánicos son típicamente sales que precipitan debido a una mezcla incompatible de agua con sal y otros químicos, que incluyen, de modo no taxativo, sales de sulfato, sales de carbonato, sales de haluro, y combinaciones de estas, que pueden provocar sarros problemáticos que también pueden obstruir el flujo de hidrocarburos en el pozo y en la región cercana al pozo de la formación.

[00024] Debido a que el fluido es una fase única, es estable y, por lo tanto, no se separa tras el almacenamiento, la manipulación o el uso. Además, dado que el fluido es un fluido de fase única, se puede inyectar, bombear o introducirse de otro modo en el pozo y en las regiones cercanas al pozo de la formación subterránea en una etapa, sin tener que utilizar dos o más fluidos no miscibles entre sí y que no formarían un fluido de fase única y, por lo tanto, no serían adecuados para un proceso de una etapa, y serían imposibles de utilizar en este.

[00025] En general, los solventes adecuados incluyen, de modo no taxativo, solventes orgánicos, solventes aromáticos, solventes alifáticos, solventes nafténicos y mezclas de estos solventes, los cuales son buenos para dispersar parafinas y asfaltenos y formar dispersiones de parafinas y asfaltenos. Los solventes pueden ser de origen natural o sintéticos. Los ejemplos más específicos no taxativos de dispersiones adecuadas incluyen, de modo no taxativo: solventes alifáticos livianos con cantidades de carbono entre C_6 y C_{15} ; solventes aromáticos livianos compuestos por isómeros de C_9H_{12} ; solvente aromático pesado principalmente compuesto

por aromático C₁₀ (n.º CAS 64742-94-5); y combinaciones de estos y similares. Otros solventes incluyen, de modo no taxativo, terpenos, líquidos iónicos, solventes sintéticos tales como solventes de ésteres de metilo y solventes producidos mediante tecnología de catalizador de metátesis.

5 **[00026]** Los tensioactivos adecuados para el fluido de aditivo de fase única incluyen, de modo no taxativo, tensioactivos no iónicos con un HLB entre alrededor de 9 y alrededor de 14, por ejemplo, tensioactivos alcoxilados, tales como alcoholes alcoxilados, donde los grupos alcoxi son grupos etoxi, grupos propoxi o mezclas de estos. Otros tensioactivos no iónicos incluyen alcoxilatos poliméricos, poliglucósidos, ésteres de sorbitano, óxido de amina y
10 alcanolamidas. Otros tensioactivos adecuados incluyen, de modo no taxativo, tensioactivos aniónicos que pueden incluir, de modo no taxativo, sulfatos de éter oxialquilado, sulfatos de arilo de alquilo, disulfonatos, sulfosuccinatos, sulfonatos (por ejemplo, aminas sulfonadas y sales de estas) y carboxilatos, tensioactivos catiónicos y mezclas de estos, también donde los grupos alcoxi son grupos etoxi, grupos propoxi o mezclas de estos. Otros tensioactivos adecuados
15 incluyen, de modo no taxativo, tensioactivos gemini, betaínas, aminoácidos tales como (que incluyen, de modo no taxativo, glutamato de cocoílo), tensioactivos catiónicos, tales como compuestos de amonio cuaternario (por ejemplo, cloruro de poliglicol éter amonio metilo).

[00027] Cosolventes adecuados para el fluido de aditivo de fase única incluyen, de modo no taxativo, glicoléteres, que pueden incluir, de modo no taxativo, etilenglicol monobutil éter,
20 dipropilenglicol monometil éter, propileneglicol éteres, metil 2-pirrolidona, así como también otros cosolventes tales como metanol, alcohol isopropilo, butanol, pentanol, hexanol, alcohol isoocilo y sus isómeros, mezclas de alcohol C1-C8 y similares, y mezclas de estos.

[00028] Los disolventes de sarro adecuados para el fluido de aditivo de fase única incluyen, de modo no taxativo, ácidos in situ y ácidos ya formados, en particular, ácido clorhídrico, ácido
25 acético, ácido fosfórico, ácido fórmico, ácido fluorhídrico, ácido cítrico, ácido úrico, ácido sintético (obtenido por una combinación de urea y cloruro de hidrógeno) y similares, y mezclas de estos ácidos. Los ácidos in situ se definen en la presente como los ácidos generados in situ en el pozo.

[00029] En general, los solventes para los depósitos orgánicos son hidrofóbicos y los disolventes
30 de sarro son hidrofílicos. Mediante el uso de tensioactivos adecuados (que son muy hidrofílicos) y cosolventes (que son principalmente hidrofílicos) y cantidades adecuadas de estos

tensioactivos y cosolventes, los solventes y los disolventes de sarro pueden combinarse juntos en un fluido de fase única estable. «Estable» significa que el fluido de fase única no se separa en diferentes fases en el transcurso del tiempo tras su colocación, manipulación y/o uso. Una vez introducido el fluido de fase única en el pozo y si entra en contacto con los depósitos orgánicos e inorgánicos, entonces es aceptable, pero no necesario, que los componentes del fluido se separen en fases antes de removerse del pozo junto con los depósitos orgánicos dispersados y los depósitos inorgánicos disueltos.

[00030] En una modalidad donde no hay depósitos inorgánicos o no es necesario removerlos, el disolvente de sarro puede omitirse o estar ausente en el fluido de fase única.

[00031] En una modalidad no taxativa, los componentes del fluido de fase única tienen las siguientes proporciones: entre alrededor de 5 independientemente a alrededor de 40 % en peso de al menos un solvente, entre alrededor de 5 independientemente a alrededor de 25 % en peso de al menos un tensioactivo, entre alrededor de 5 independientemente a alrededor de 30 % en peso de cosolvente y entre alrededor de 0.1 independientemente a alrededor de 35 % en peso de disolvente de sarro. De forma alternativa, los componentes del fluido de fase única tienen las siguientes proporciones: entre alrededor de 10 independientemente a alrededor de 20 % en peso de al menos un solvente, entre alrededor de 7 independientemente a alrededor de 15 % en peso de al menos un tensioactivo, entre alrededor de 10 independientemente a alrededor de 20 % en peso de cosolvente y entre alrededor de 5 independientemente a alrededor de 15 % en peso de disolvente de sarro. El término “independientemente” tal como se utiliza en la presente con respecto a un intervalo significa que cualquier umbral menor puede combinarse con cualquier umbral superior para proporcionar un intervalo alternativo adecuado.

[00032] El tiempo de contacto entre el fluido de fase única y los depósitos orgánicos e inorgánicos pueden oscilar de forma adecuada entre alrededor de 5 minutos independientemente a alrededor de 72 horas, de forma alternativa, de alrededor de 30 minutos independientemente a alrededor de 24 horas; en otra modalidad no taxativa, de alrededor de 1 hora independientemente a alrededor de 15 horas; y en otra versión no restrictiva, de 2 horas a 48 horas. Se observará que el objetivo es poner completamente en contacto el fluido de fase única con los depósitos orgánicos e inorgánicos lo máximo posible. Este contacto dispersa los depósitos orgánicos en el fluido y disuelve los depósitos inorgánicos de manera simultánea. Luego, los depósitos orgánicos e inorgánicos se remueven, al menos parcialmente, del pozo

junto con el fluido, que puede o no mantenerse en fase única. Si bien se desea la remoción completa de los depósitos orgánicos e inorgánicos, se observará que, desde el punto de vista práctico, únicamente una remoción parcial puede ser posible. Por ejemplo, dado que poner en contacto los depósitos ocurre dentro de un pozo, desde el punto de vista práctico puede ser difícil en dicha distancia poner en contacto todos los depósitos con el fluido de fase única.

[00033] Otros componentes que pueden incluir en el fluido de fase única además de los que ya se describieron incluyen, de modo no taxativo, salmuera (que incluye, de modo no taxativo, salmueras de KCl, salmueras de NaCl, salmueras de CaCl_2 , salmueras de ZnCl_2 , salmueras de bromuro, salmueras de formiato y similares), dispersantes, inhibidores de cera, inhibidores de asfalteno, desespumantes, inhibidores de corrosión, inhibidores de hidratos y combinaciones de estos.

[00034] La invención se describirá a continuación con respecto a determinados ejemplos que se proporcionan para ilustrar de forma adicional la invención, pero no la limitan de ningún modo.

EJEMPLOS

[00035] La selección de un solvente que sea efectivo para disolver parafinas y asfaltenos es importante para que la formulación pueda lograr una buena limpieza de depósitos de asfaltenos y parafinas. Cuando estos solventes se utilizan como fluidos independientes, producen una buena limpieza de depósitos de asfaltenos y parafinas, sin embargo, estos solventes independientes no resuelven ni abordan el mecanismo de daños de alteración de humectabilidad provocado por las parafinas y/o asfaltenos.

[00036] El papel del tensioactivo y los cosolventes en los fluidos de fase única descritos en la presente es introducir los componentes no miscibles (es decir, solvente y disolvente de sarro diluidos en agua) en un fluido de fase única. La presencia de tensioactivos muy hidrofílicos en el fluido de fase única transforma la superficie de humedecida con petróleo a humedecida con agua, al mismo que se remueven las parafinas y los asfaltenos. Por lo tanto, elimina el daño de alteración de la humectabilidad. Esto se demuestra mediante la medición del ángulo de contacto.

[00037] El ángulo de contacto es una de las maneras habituales de medir la humectabilidad de una superficie. La humectación se refiere al estudio de cómo un líquido depositado en un sustrato sólido se extiende o la capacidad de los líquidos de formar superficies de barrera con estados sólidos. La humectación se determina mediante la medición del ángulo de contacto formado

entre los líquidos y el sólido. En los pozos de hidrocarburos donde petróleo y agua se encuentran disponibles, la tendencia de humectación con agua es alta en un ángulo de contacto pequeño entre la superficie sólida y el agua, mientras que ángulos de contacto grandes (alrededor de 80° o más) corresponden a superficies de humectación con petróleo.

5 **[00038]** Los ejemplos se presentan en la Figura 1, donde:

(a) La Figura 1(a) muestra el ángulo de contacto entre una gota de agua y una superficie recubierta con un depósito de parafina. El ángulo de contacto medido fue 100.5° , el cual corresponde a superficies completamente de humectación con petróleo.

10 (b) La Figura 1(b) muestra el ángulo de contacto entre una gota de agua y una superficie recubierta con un depósito de parafina y luego limpiada con el solvente independiente para la limpieza de parafinas. El ángulo de contacto fue 82.2° . Los resultados demostraron que, incluso si la superficie no tenía depósito de parafina, esta se mantenía humectable con petróleo luego del proceso de limpieza con el solvente.

15 (c) La Figura 1(c) muestra el ángulo de contacto entre una gota de agua y una superficie recubierta con un depósito de parafina y luego limpiada con la Formulación 2 (que se describe más adelante). El ángulo de contacto medido fue 8.0° y la gota de agua se extendió sobre un área mayor de la superficie, lo que corresponde al caso donde la superficie es muy humectable con agua.

20 El ángulo de contacto medido luego del tratamiento con la Formulación 2 muestra ángulos de contacto muy similares en comparación con los ángulos de contacto logrados luego del tratamiento con la Formulación 1 descrita en la Tabla I.

25 **[00039]** La Tabla I presenta dos ejemplos de fluidos de fase única tal como se describieron en la presente, Formulaciones 1 y 2. La Tabla II presenta dos ejemplos adicionales diferentes de fluidos de fase única tal como se describieron en la presente, Formulaciones 3 y 4.

TABLA I

Fluidos de fase única - Formulaciones 1 y 2

Composición	Tipo	Formulación 1, %	Formulación 2, %
Glicoléter	Cosolvente	13.1	13.2
Mezcla de sulfato de polioxialquileo y etoxilato de alcohol	Tensioactivo	17	17
Sal de aminosulfonato	Tensioactivo	0.7	0.7
Alcohol de isooctilo	Cosolvente	1.1	1.1
Solvente aromático	Solvente	18	18
Disolvente de sarro	Ácido	0.1	15
Salmuera KCI	Salmuera	50	35

5 TABLA II

Fluidos de fase única - Formulaciones 3 y 4

Composición	Tipo	Formulación 3, %	Formulación 4, %
Glicoléter	Cosolvente	9	9
Mezcla de polioxialquileo sulfato y alcohol etoxilado	Tensioactivo	16	16
Sal de aminosulfonato	Tensioactivo	0.5	0.5
Mezcla de alcohol C1-C8	Cosolvente	14.5	14.5
Mezcla de solvente alifático ($C_6 - C_{15}$) y aromático (isómeros de C_9H_{12})	Solvente	14.3	14.4
Disolvente de sarro	Ácido	0.1	10
Salmuera KCI	Salmuera	45.6	35.6

[00040] El disolvente de sarro (por ejemplo, mezclas de ácido utilizadas para disolver sarros de carbonato) son componentes hidrofílicos mucho más efectivos para disolver los sarros cuando estos no tienen materiales orgánicos. Por este motivo, la combinación de buenos solventes para la remoción de material orgánico con el disolvente de sarro y tensioactivos en un fluido de fase única debería producir, y lo hace, una disolución más rápida de los sarros. Cuando el fluido de fase única entra en contacto con el sarro, esto removerá el material orgánico y transformará la superficie de los sarros más hidrofílica o humectable con agua.

[00041] Una mezcla de depósito de parafina (que se muestra solo en la Figura 2(a)) y carbonato de calcio (que representa el sarro, que se muestra en forma granulada en la Figura 2(b)), en una proporción de 50/50, se colocó en la Formulación 2 del fluido de fase única (que se muestra sola en la Figura 2(c)) para determinar la efectividad para dispersar la parafina y disolver el carbonato de calcio con el ácido al mismo tiempo (es decir, en una única etapa). Se utilizó una proporción en peso de 9/1 de la Formulación 2/mezcla de parafina y carbonato de calcio.

[00042] La Figura 2(d) muestra que el depósito orgánico (parafinas y los sólidos inorgánicos (carbonato de calcio) se dispersaron completamente y disolvieron luego de 3 horas a temperatura ambiente (alrededor de 72 °F; alrededor de 22°C). Luego, la muestra que se muestra en la Figura 2(d) se filtró mediante el uso de un papel filtro para determinar el porcentaje del sólido residual.

[00043] Los resultados mostraron que todo el carbonato de calcio se disolvió. Se retuvieron únicamente 20 % de las partículas coloides de parafina en el papel de filtro.

[00044] Una propiedad adicional de los fluidos de fase única descritos en la presente es su tensión interfacial (IFT, por sus siglas en inglés) muy baja, cuando entran en contacto con petróleo crudo o materiales orgánicos. La IFT oscila entre 10^{-2} y 10^{-3} mN/m, en función del petróleo crudo o material orgánico que entró en contacto, lo que corresponde a dos niveles de magnitud menor que la IFT de los solventes independientes con agua o el disolvente de sarro con los petróleos crudos. La figura 3 muestra el perfil de IFT de la Formulación 1 en contacto con el petróleo crudo. La IFT baja produce una mayor solubilización del material orgánico, lo que produce una rápida dispersión de los depósitos orgánicos, así como también la ruptura del fango y las emulsiones dañinas viscosas.

[00045] Con respecto al efecto de la temperatura en los métodos y composiciones descritas en la presente: el fluido de fase única es capaz de dispersar los depósitos de asfaltenos y parafina a temperatura ambiente (alrededor de 72 °F; alrededor de 22 °C), y la efectividad aumentó cuando la temperatura aumentó. Por ejemplo, una muestra de mezcla de parafinas/asfaltenos se dispersó completamente luego de 3 horas a 72°F (22°C). La segunda muestra de la misma mezcla de depósito orgánico se dispersó completamente luego de 1 hora a 200°F (93 °C).

[00046] En otro ejemplo, la Figura 4(a) muestra un depósito de sólido orgánico en contacto con la Formulaci3n 3 en el contacto inicial. La Figura 4(b) muestra que el depósito de sólido orgánico de la Figura 4(a) se dispersó completamente y disolvió luego de 3 horas a una temperatura de 150 °F (alrededor de 65.5 °C).

[00047] En la memoria descriptiva que antecede, la invención se describió con referencia a modalidades específicas de esta, y se describió como más efectiva en la remoci3n de depósitos orgánicos e inorgánicos de ubicaciones remotas, tales como pozos perforados en yacimientos subterráneos y de las mismas formaciones subterráneas (particularmente la parte cercana al pozo de la formaci3n), pero también que incluye desde equipos de fondo de pozo, tuberías, obturadores, válvulas, separadores, tanques, líneas de tubería y similares para remover depósitos de estos. Sin embargo, será evidente que se pueden llevar a cabo diversas modificaciones y cambios en la misma, sin apartarse del alcance más amplio de la invención, tal como se expone en las reivindicaciones adjuntas. Por consiguiente, la memoria descriptiva se deberá considerar en sentido ilustrativo y no restrictivo. Por ejemplo, las combinaciones específicas de solventes, tensioactivos, cosolventes, disolventes de sarro, ácidos, dispersantes y otros componentes dentro de los parámetros reivindicados, que incluyen métodos de contacto y duraciones de contacto, pero que no se identificaron ni probaron específicamente en un método o composici3n en particular, se prevén dentro del alcance de la presente invención. Asimismo, se espera que los depósitos y las condiciones de contacto y reacci3n diferentes a los ejemplificados específicamente en la presente sean útiles para los métodos y composiciones que se describen en la presente.

[00048] La presente invención puede, de forma adecuada, consistir o consistir esencialmente en los elementos descritos y puede llevarse a la práctica sin un elemento no descrito. En una modalidad no taxativa, se proporciona un método para remover los depósitos orgánicos de un pozo que consiste esencialmente en poner en contacto los depósitos orgánicos en el pozo con

un fluido de fase única durante una cantidad de tiempo efectiva para dispersar simultáneamente los depósitos orgánicos, donde el fluido de fase única comprende, consiste esencialmente en o consiste en al menos un solvente, al menos un tensioactivo y al menos un cosolvente, donde el método consiste además esencialmente en o consiste en remover, al menos parcialmente, los depósitos orgánicos del pozo.

[00049] En otro caso no restrictivo, en un caso no taxativo, el método para remover los depósitos orgánicos y los depósitos inorgánicos simultáneamente de un pozo consiste o consiste esencialmente en poner en contacto los depósitos orgánicos e inorgánicos en el pozo con un fluido de fase única durante una cantidad de tiempo efectiva para dispersar simultáneamente los depósitos orgánicos y disolver los depósitos inorgánicos, donde el fluido de fase única comprende, consiste esencialmente en o consiste en al menos un solvente, al menos un tensioactivo, al menos un cosolvente y al menos un disolvente de sarro, y donde el método consiste además en o consiste esencialmente en remover, al menos parcialmente, los depósitos orgánicos e inorgánicos del pozo.

[00050] Tal 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 las expresiones más restringidas «que consiste en» y «que consiste esencialmente en» y los equivalentes gramaticales de estas. Tal como se usa en la presente, el término “puede”, con respecto a un material, estructura, elemento o acto de método indica que este se contempla para su uso en la implementación de una modalidad de la descripción y dicho término se utiliza en preferencia al término más restrictivo “es”, de modo de evitar cualquier implicancia que otros materiales, estructuras, elementos y métodos compatibles utilizables en combinación deben excluirse.

[00051] Tal como se usan en la presente, se pretende que las formas en singular «un», «una», «el» y «la» incluyan también las formas en plural, a menos que el contexto indique claramente lo contrario.

[00052] Como se usa en la presente, el término “y/o” incluye cualquiera y todas las combinaciones de uno o más de los ítems asociados enumerados.

[00053] Tal como se usa en la presente, los términos relacionales, tales como “primero”, “segundo”, “superior”, “inferior”, “mayor”, “menor”, “sobre”, “debajo”, etc., se utilizan con

finés de claridad y conveniencia para comprender la descripción y los dibujos anexos y no denotan ni dependen de cualquier preferencia específica, orientación, u orden, excepto si el contexto indica claramente lo contrario.

5 **[00054]** Tal como se usa en la presente, el término "sustancialmente", en referencia a una condición, propiedad o parámetro determinado significa que un experto en la técnica entenderá que la condición, propiedad o parámetro determinado se cumple con un grado de variación, tal como dentro de las tolerancias de fabricación aceptables. A modo de ejemplo, dependiendo del parámetro, propiedad o condición particular que se obtiene sustancialmente, el parámetro, propiedad o condición puede ser de al menos 90,0 % obtenido, al menos 95,0 % obtenido, al
10 menos 99,0 % obtenido, o incluso al menos 99,9 % obtenido.

[00055] Tal como se usa en la presente, el término «alrededor de» en referencia con un parámetro dado es inclusivo del valor expresado y tiene el significado dictado por el contexto (por ejemplo, incluye el grado de error asociado con la medida del parámetro dado).