

Señores
DIRECCION DE NUEVAS CREACIONES
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
Bogotá, D.C.

Re.: Expediente No. NC2020/0004184
Fase nacional de Solicitud PCT
CEC NORTH STAR ENERGY LTD.

En relación con el expediente de la referencia y dando cumplimiento a la última providencia recaída sobre este asunto por medio del presente escrito me permito manifestarles lo siguiente:

1. De conformidad con instrucciones recibidas de mi representada, se modifica el título de esta solicitud según la sugerencia del Examinador como sigue:

**PROCESO Y SISTEMA DE EXTRACCION PARA RECUPERAR PETROLEO
DE UN YACIMIENTO PETROLIFERO QUE CONTIENE AGUA MOVIL**

2. Se adjunta una nueva versión de la descripción en la cual se han adicionado las características de la reivindicación 9 (ahora 7), e igualmente se presenta un nuevo capítulo reivindicatorio revisado y corregido.

Se han eliminado las reivindicaciones 7 y 8, y se modificado la reivindicación 16.

3. Con respecto a la ubicación de las reivindicaciones 19 y 20 (ahora 17 y 18) en el capítulo reivindicatorio, mi representada sostiene que se encuentran correctamente identificadas ya que son reivindicaciones dirigidas a un proceso de extracción tal como se recita en la reivindicación 1.
4. Con respecto a la frase objetada por el Examinador en la reivindicación 4, la sociedad solicitante manifiesta no estar de acuerdo pues dicha frase indica el

proceso de producir la mezcla combinada de petróleo recuperada y no existe ninguna otra alternativa posible.

5. Finalmente, mi representada tampoco se encuentra de acuerdo con la objeción del Examinador acerca de la reivindicación 16 (ahora 14) en cuanto a que se combinan diferentes categorías de reivindicaciones, por cuanto esta reivindicación indudablemente reclama primero y segundo solventes y adicionalmente define que incluyen estos solventes. No hay ninguna indicación que los primero y segundo solventes reclamados sean una combinación de diferentes categorías de reivindicaciones de sistema y método.

6. Ahora bien, con relación al argumento del Examinador sobre la falta de novedad de la reivindicación 16 (ahora 14) por la anticipación de D1, mi representada manifiesta no estar de acuerdo con esa posición.

En efecto, D1 se refiere a procesos de recuperación dominados por solventes para recuperar petróleo in situ, incluido el betún. La corriente de fluido producida incluye aceite y disolvente. En particular, D1 menciona del depósito (302), se produce una mezcla de solvente / betún (304) y se introduce en un recipiente de separación (306) para separar la mezcla de solvente / betún (304) en la corriente más ligera (308) y la corriente más pesada (310). El depósito (302) es un depósito de petróleo subterráneo. D1 no dice nada en cuanto al uso de un segundo disolvente o un segundo depósito de disolvente como se reivindica. Por lo tanto, D1 no enseña o sugiere "un segundo depósito de solvente conectado al pozo de inyección a través de una segunda corriente de disolvente, en donde el pozo de inyección recibe un segundo solvente del segundo depósito de solvente a través de la segunda corriente de solvente, y en donde el segundo solvente se caracteriza por un solvente no derivado del petróleo seleccionado del grupo que consiste en un terpeno, un limoneno, un hemiterpeno, un monoterpeno, un alcohol, un sesquiterpeno, un diterpeno, un

triterpeno, un tetraterpeno y combinaciones de los mismos ", como se menciona en la reivindicación 14.

Por tanto, D1 no se anticipa a la reivindicación 14.

7. Por lo anterior, las reivindicaciones dependientes de la reivindicación 14 tampoco están afectadas por D1 y son novedosas.

En consecuencia, de los argumentos arriba expuestos y las modificaciones introducidas al capítulo reivindicatorio se puede concluir que la materia aquí reclamada cumple con los requisitos de novedad y nivel inventivo.

Renuncio al término faltante de traslado, y les solicito otorgar el privilegio de patente de invención aquí tramitado.

De Ustedes Atentamente,

LUIS FELIPE CASTILLO GIBSON
T.P. No. 68.995 del C.S.J.

MÉTODOS Y SISTEMAS DE EXTRACCIÓN PARA LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO DE RESERVAS QUE CONTIENEN AGUA MÓVIL

REFERENCIA CRUZADA A SOLICITUDES RELACIONADAS

Esta solicitud reivindica prioridad de la Solicitud Provisional de Estados Unidos Núm. 62/599,439, presentada el 15 de diciembre de 2017, y también reivindica prioridad de la Solicitud Provisional de Estados Unidos Núm. 62/554,716, presentada el 6 de septiembre de 2017. Los contenidos de todo lo anterior se incorporan aquí en su totalidad como referencia.

ANTECEDENTES

El petróleo se refiere al petróleo crudo que tiene alta gravedad específica y viscosidad y, por lo tanto, es difícil de extraer comercialmente porque no fluye fácilmente. Típicamente, este petróleo tendrá viscosidades mayores que 1000 mPa-s (centipoise) o gravedades específicas mayores de 0.934 kg/m³ a 15.5 °C (60 °F) (es decir, menos de 20 API). Las reservas de petróleo húmedo son yacimientos de petróleo donde el petróleo es el fluido de humectación de las rocas. Típicamente, estas reservas tienen recuperaciones más bajas debido a la fuerte adherencia del petróleo a la roca de la reserva. Se ha buscado durante mucho tiempo un medio para acelerar los procesos de producción de petróleo al permitir que el petróleo fluya más rápidamente, aumentando así la tasa de rendimiento del capital y disminuyendo el riesgo financiero de tales proyectos de producción de petróleo.

Un enfoque para la extracción de petróleo implica el uso de vapor en una estimulación térmica para facilitar la extracción de petróleo. El vapor eleva la temperatura del petróleo y, por lo tanto, reduce su viscosidad y le permite fluir más fácilmente. Los dos enfoques tradicionales principales utilizados en los sistemas de extracción de vapor han sido "resollar y resoplar" (*es decir*, vapor cíclico) e inundaciones de vapor. La estimulación con vapor está sujeta a una serie de problemas, que incluyen pérdidas de calor durante la inyección, problemas de hinchamiento de arcilla, zonas ladronas, emulsiones, efectos de tensión superficial capilar y falta de confinamiento para zonas menos profundas. Además, la inyección de vapor crea agua (condensado) en la formación que es mucho menos viscosa que el petróleo y que, por lo tanto, se producirá preferentemente debido a los efectos de permeabilidad relativa. La producción preferencial de agua dificulta la producción o extracción de petróleo.

Otro enfoque para la extracción de petróleo es el drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD). SAGD comienza con la formación de una cámara de vapor en la formación. El vapor se inyecta en la superficie de la cámara. El petróleo calentado fluye por las paredes de la cámara bajo la influencia de la gravedad y drena hacia el pozo de producción, aumentando así el tamaño de la cámara. SAGD emplea el flujo de vapor a contracorriente hacia arriba hacia la reserva y el petróleo hacia abajo y hacia afuera de la reserva, que en ciertas situaciones puede ser relativamente eficiente, y puede proporcionar tasas de

producción de petróleo lo suficientemente altas como para proporcionar una economía favorable. Hay muchas geometrías SAGD posibles que incluyen un solo pozo (inyección y producción desde el mismo pozo) y un pozo doble o múltiple. Los pozos pueden ser horizontales o verticales. En general, los productores favorecen los pozos horizontales porque ofrecen una mayor exposición (más larga) a la zona productiva y, por lo tanto, ofrecen mayores tasas de producción de petróleos altamente viscosos.

Otro enfoque es el proceso de extracción de vapor (VAPEX), que propone combinar un solvente calentado (propano) con agua caliente calentada en la superficie para proporcionar calor en el fondo del pozo. Debido al uso de agua caliente, este proceso sufre los problemas mencionados anteriormente (intercambio de calor a contracorriente, problemas de daños a la formación con arcillas, emulsiones, presión capilar, tratamiento con agua, suministro de agua, permeabilidad relativa reducida del petróleo debido a altas saturaciones de agua y similares).

Las reservas de petróleo húmedo a menudo requieren tensioactivos para alterar la humectabilidad de la reserva. Cuando se agrega a un mecanismo de inundación, el petróleo se puede eliminar de una manera más típica. Desafortunadamente, la aplicación incorrecta de los tensioactivos puede dañar una reserva sin posibilidad de reparación.

Los procesos de solventes calentados existentes y los procesos de drenaje por gravedad asistida por vapor (SAGD) generalmente se han evitado para la extracción de reservas que contienen agua móvil, ya que se ha pensado que el agua móvil es perjudicial para todas las formas de extracción mejorada de petróleo (EOR). Las zonas productivas delgadas no se han considerado para SAGD debido a las altas pérdidas de calor asociadas a las rocas circundantes.

Además, los procesos existentes de solvente calentado no funcionan en las reservas de carbonato debido a la presión sustancialmente más alta de la reserva requerida que impide el uso de vapor de condensación o procesos de condensación de solvente. Además, el uso de propano calentado como solvente, como se usa en procesos como el proceso VAPEX, puede provocar el taponamiento de asfaltenos del pozo, resultando en una pérdida sustancial de petróleo recuperable. Además, los tensioactivos típicamente no son rentables debido a las tasas de absorción de las rocas.

Si bien la aplicación de calor o productos químicos, ya sea directamente a la reserva o mediante la inyección de solventes calentados, tiene un efecto demostrado en la movilización de petróleo para la extracción, cada uno de los procesos anteriores tiene la desventaja de tener requerimientos de alta energía para la generación del vapor y/o solventes calentados o una reacción dañina. Los requisitos de energía generalmente se cumplen mediante la quema de grandes cantidades de combustible, generalmente gas natural. Esto conduce a la emisión de enormes cantidades de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono. Por ejemplo, una instalación SAGD de 100,000 barriles (bbl) de petróleo por día requiere 200,000-300,000 bbl de agua por día para convertirse en vapor. Por lo tanto, para recuperar 100,000 bbl de petróleo por día

utilizando un sistema quemador de gas natural resulta en la producción de más de 12 millones de libras por día de emisiones de dióxido de carbono.

Por lo tanto, existe la necesidad de un proceso energéticamente eficiente y rentable para estimular la producción de petróleo, y que no sufra los problemas antes mencionados, tales como la deposición/taponamiento de asfaltenos.

BREVE SUMARIO

En una modalidad, se describe un proceso de extracción mejorado para recuperar petróleo de una reserva de petróleo que contiene agua móvil. El proceso de extracción establece al menos un pozo de inyección y al menos un pozo de producción. Se puede inyectar un primer solvente en la reserva de petróleo a través del pozo de inyección para formar una primera mezcla combinada de solvente y petróleo. Un primer solvente puede ser miscible en el petróleo mientras es transportado hacia el petróleo por el primer solvente. La primera mezcla combinada de solvente y petróleo se puede recuperar de al menos un pozo de producción para producir una primera fracción de petróleo recuperada y una primera mezcla de solvente. El proceso de extracción puede entonces separar la primera fracción de petróleo recuperada y la primera mezcla de solvente para producir una primera fracción de petróleo recuperada y un primer solvente separado. Se puede inyectar un segundo solvente en la reserva de petróleo a través del pozo de inyección (u otro pozo de inyección) para formar una segunda mezcla combinada de solvente y petróleo residual. La segunda mezcla combinada de solvente y petróleo residual puede recuperarse del pozo de producción (u otro pozo de producción) para producir una segunda fracción de petróleo residual recuperada y una segunda mezcla de solvente. La fracción de petróleo residual recuperada y la segunda mezcla de solvente se pueden separar para producir una segunda fracción de petróleo recuperada y un segundo solvente separado.

En algunas modalidades, la primera fracción de petróleo recuperado y la segunda fracción de petróleo recuperado pueden combinarse para producir una fracción combinada de petróleo recuperado, en donde la fracción combinada de petróleo recuperado puede comprender un rendimiento de aproximadamente 50 % a aproximadamente 100 %. El primer solvente puede estar a una temperatura de aproximadamente 10 °C a aproximadamente 40 °C durante la etapa de inyectar el primer solvente en la reserva de petróleo a través del al menos un pozo de inyección. El segundo solvente puede estar a una temperatura de aproximadamente 10 °C a aproximadamente 40 °C durante la etapa de inyección del segundo solvente en la reserva de petróleo a través del al menos un pozo de inyección. El primer solvente y el segundo solvente pueden estar a la temperatura de la reserva de petróleo.

En algunas modalidades, el primer solvente puede comprender un metano, un etano, un propano, un butano, un pentano, un hexano, terpenos, benceno, tolueno, hidrocarburos aromáticos, agua y combinaciones de los mismos. En algunas modalidades, el segundo

solvente puede comprender un terpeno o una combinación de terpenos, una trementina, un alcohol, un hidrocarburo aromático, agua y combinaciones de los mismos. El segundo solvente puede comprender al menos un agente de desviación. El agente de desviación puede ser seleccionado del grupo que consiste en un tensioactivo viscoso, un polímero, un CO₂, y un ácido. El agente de desviación puede estar presente a una concentración de aproximadamente 0.01 % a aproximadamente 50 %, en volumen de un segundo solvente. En otra modalidad, un proceso de extracción de acuerdo con la presente descripción puede incluir inyectar un primer solvente en la reserva de petróleo a través del al menos un pozo de inyección para formar una primera mezcla, la primera mezcla que comprende el primer solvente, una primera porción de agua móvil, y una primera porción de petróleo. El proceso de extracción puede incluir además inyectar un segundo solvente en la reserva de petróleo a través del al menos un pozo de inyección para formar una segunda mezcla, la segunda mezcla comprende el segundo solvente, una segunda porción de agua móvil y una segunda porción de petróleo. El proceso de extracción puede incluir además inyectar agua en la reserva de petróleo a través del al menos un pozo de inyección para formar una mezcla inundada inyectada de agua y petróleo. El agua puede ser un agua exógena a la reserva de petróleo, o un agua recuperada de la reserva de petróleo, o una combinación de los mismos. El agua puede inyectarse en la reserva de petróleo a través del al menos un pozo de inyección después de inyectar el segundo solvente en la reserva de petróleo a través del al menos un pozo de inyección.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

El archivo de esta patente contiene al menos un dibujo en color. La Oficina de Patentes y Marcas proporcionará copias de esta patente con dibujos en color, previa solicitud y pago de la tarifa necesaria.

Las modalidades ilustrativas de la presente descripción se describen en el presente documento con referencia a los dibujos, en donde las partes similares se designan con números de referencia similares, y en donde:

La Figura 1 ilustra un proceso de extracción para recuperar petróleo de una reserva de petróleo de acuerdo con una modalidad de ejemplo específica de la descripción;

La Figura 2 ilustra un sistema para extraer petróleo de una reserva de petróleo de acuerdo con una modalidad de ejemplo específica de la descripción;

La Figura 3 ilustra una representación gráfica de una extracción de petróleo con agua móvil y sin agua móvil de acuerdo con una modalidad de ejemplo específica de la descripción;

La Figura 4 ilustra una representación gráfica de una extracción de petróleo con agua móvil y sin agua móvil de acuerdo con una modalidad de ejemplo específica de la descripción;

La Figura 5 ilustra la extracción de petróleo basada en la configuración del pozo de acuerdo con una modalidad de ejemplo específica de la descripción;

La Figura 6A ilustra una zona de agua ladrona de acuerdo con una modalidad de ejemplo específica de la descripción; y

La Figura 6B ilustra una zona de agua ladrona de acuerdo con una modalidad de ejemplo específica de la descripción.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

La presente descripción se refiere, en algunas modalidades, a un proceso de extracción para recuperar petróleo de una reserva o reserva de petróleo que incluye petróleo y agua móvil. El proceso de extracción utiliza un primer solvente y un segundo solvente, o una combinación de los mismos, que pueden proporcionarse o inyectarse en la reserva de petróleo en un pozo de inyección. El primer y segundo solventes pueden inyectarse a una temperatura de la reserva, a una presión de la reserva, por encima de la presión de la reserva. De acuerdo con algunas modalidades, un proceso de extracción que usa un primer solvente y un segundo solvente puede proporcionar deseablemente una mayor fracción de petróleo recuperado en comparación con un proceso de extracción correspondiente que no tiene el primer solvente y el segundo solvente. El proceso de extracción descrito en el presente documento que usa un primer solvente y un segundo solvente puede proporcionar deseablemente un desplazamiento de agua móvil dentro de una reserva de petróleo, lo que puede aumentar la propagación, difusión, contacto o una combinación de los mismos, del primer solvente o el segundo solvente con el petróleo. El primer solvente, el segundo solvente, el petróleo, el agua, o combinaciones de los mismos, pueden recuperarse a través de uno o más pozos de producción.

Como se analizó anteriormente, el primer solvente y el segundo solvente pueden inyectarse en la reserva de petróleo en uno o más pozos de inyección a una temperatura de la reserva o a la temperatura de la reserva de petróleo. Por ejemplo, dado que una reserva de petróleo puede tener una temperatura de aproximadamente 10 °C a aproximadamente 40 °C, se puede inyectar un primer solvente, un segundo solvente o una combinación de los mismos en la reserva de petróleo a una temperatura de aproximadamente 10 °C a aproximadamente 40 °C. Al inyectar el primer y/o segundo solvente a la temperatura de la reserva de petróleo, el proceso de extracción puede aumentar ventajosamente el rendimiento de una fracción de petróleo recuperado.

Ejemplos de modalidades se muestran en las Figuras 1-6B. La Figura 1 ilustra un proceso de extracción para recuperar un petróleo de una reserva de petróleo que contiene agua móvil. La Figura 2 ilustra un sistema para extraer petróleo de una reserva de petróleo. La Figura 3 ilustra una representación gráfica de una extracción de petróleo con agua móvil y sin agua móvil de acuerdo con una modalidad de ejemplo específica de la descripción. La Figura 4 ilustra una representación gráfica de una extracción de petróleo con agua móvil y sin agua móvil. La Figura 5 ilustra la extracción de petróleo basada en la configuración del pozo. Las Figuras 6A y 6B ilustran una zona de agua ladrona de acuerdo con una modalidad de ejemplo específica de la descripción.

La Figura 1 ilustra un proceso de extracción 100 para recuperar petróleo de una reserva de petróleo que contiene agua móvil. El proceso de extracción 100 puede comprender las etapas de a) establecer uno o más pozos de inyección y uno o más pozos de producción 110, b) inyectar un primer solvente en la reserva de petróleo a través del al menos un pozo de inyección para formar una primera mezcla, la primera mezcla que comprende el primer solvente, una primera porción de agua móvil y una primera porción de petróleo 120, recuperar la primera mezcla del al menos un pozo de producción para producir una primera mezcla de petróleo recuperado, la primera mezcla de petróleo recuperado que comprende el primer solvente, la primera porción de agua móvil, y la primera porción de petróleo 130; (d) separar la primera mezcla de petróleo recuperado para producir una primera fracción de petróleo recuperada que se separa de la primera porción de agua móvil y el primer solvente 140, y recuperar el primer petróleo recuperado 145. Además, el proceso puede incluir una etapa de reciclaje del primer solvente separado 135.

El proceso de extracción 100 descrito anteriormente también incluye las etapas de (e) inyectar un segundo solvente en la reserva de petróleo a través del al menos un pozo de inyección para formar una segunda mezcla, la segunda mezcla comprende el segundo solvente, una segunda porción de agua móvil, y una segunda porción de petróleo 150; (f) recuperar la segunda mezcla del al menos un pozo de producción para producir una segunda mezcla de petróleo recuperado, la segunda mezcla de petróleo recuperado comprende el segundo solvente, la segunda porción del agua móvil y la segunda porción de petróleo 160; y (g) separar la segunda mezcla de petróleo recuperado para producir una segunda fracción de petróleo recuperada que se separa de la segunda porción de agua móvil y del segundo solvente 170. La segunda fracción de petróleo recuperada puede comprender agua de la reserva. Las fracciones combinadas de petróleo recuperado pueden proporcionar un rendimiento de aproximadamente 50 % a aproximadamente 100 %. El rendimiento puede incluir el porcentaje de petróleo contenido en la reserva de petróleo al inicio del proceso de extracción de petróleo. Por ejemplo, las fracciones combinadas de petróleo recuperado pueden proporcionar un rendimiento de aproximadamente 50 % a aproximadamente 90 % del petróleo presente en la reserva de petróleo antes del proceso de extracción, dentro de los primeros 10 años de extracción del petróleo, pero puede aumentar gradualmente a una extracción completa, o un rendimiento del 100 %, durante un período de 25 años. La primera fracción de petróleo recuperado y la segunda fracción de petróleo recuperado pueden combinarse 190. Además, el segundo solvente separado puede reciclarse 165.

La inyección del primer solvente en la reserva de petróleo 120 y la inyección del segundo solvente en la reserva de petróleo 150 se pueden realizar de manera iterativa, concurrente y secuencial. En algunas modalidades, el segundo solvente puede no usarse. En otras modalidades, el primer solvente puede inyectarse y luego el segundo solvente puede inyectarse en la reserva de petróleo. El segundo solvente puede proporcionar deseablemente la disolución de asfaltenos, lo que puede mitigar un efecto de la

deposición de asfaltenos. En algunas modalidades, el primer solvente puede combinarse con el segundo solvente y luego la mezcla combinada de solventes puede inyectarse en la reserva de petróleo. El primer solvente y el segundo solvente pueden mezclarse en varias proporciones y luego inyectarse en la reserva de petróleo. Por ejemplo, la relación del primer solvente al segundo solvente puede incluir de aproximadamente 1:99 a aproximadamente 1:1. Además, la relación del primer solvente al segundo solvente puede incluir de aproximadamente 1:1 a aproximadamente 99:1.

El primer solvente y el segundo solvente pueden inyectarse en la reserva de petróleo a una temperatura de aproximadamente 10 °C a aproximadamente 40 °C y a una presión de aproximadamente 50 kPa a aproximadamente 1500 kPa por encima de la presión original de la reserva. El primer solvente puede comprender agua a una concentración de 0,1 % a 50 %, por volumen del primer solvente, y el segundo solvente puede comprender agua a una concentración de 0,1 % a 50 %, por volumen del segundo solvente. Además, el proceso de extracción puede continuar sin el uso de tensioactivos, donde el uso de los mismos puede requerir etapas de purificación adicionales para eliminar los tensioactivos de los productos petrolíferos finales. Por lo tanto, el proceso de extracción 100 descrito anteriormente puede proporcionar deseablemente ventajas sobre los procesos convencionales, las ventajas incluyen mayores rendimientos de petróleo recuperado, menores requisitos de capital, inyecciones de solventes que operan por debajo de la presión de fractura, y el mantenimiento de la presión total de la reserva. Además, el proceso de extracción con doble solvente 100 descrito anteriormente puede desplazar el agua de la reserva móvil y propagarse profundamente dentro de la reserva de petróleo, lo que puede proporcionar un mayor rendimiento del petróleo recuperado en contacto con el agua móvil que de otro modo sería inaccesible para los procesos convencionales.

El proceso de extracción 100 puede ser adecuado para extraer petróleo, incluido un petróleo pesado y un petróleo ligero, de reservas de petróleo tales como yacimientos de roca de carbonato (*por ejemplo*, reservas de dolomita o piedra caliza) y reservas de petróleo húmedo, pero también puede usarse en otras formaciones tales como yacimientos de arenas petrolíferas. El proceso híbrido de solvente frío 100 puede emplear combinaciones de solventes que pueden optimizarse para reservas de agua húmeda, de petróleo húmedo y húmedos por fracciones.

El proceso de extracción 100 descrito anteriormente también puede incluir una inundación de agua o una etapa de inyección de agua. La inyección de agua antes de la inyección de solvente puede ser deseable en algunos casos donde las vías de flujo móvil entre el pozo de inyección y el pozo de producción no están disponibles. También se puede inyectar agua en la reserva de petróleo después de la etapa de inyectar el segundo solvente en la reserva de petróleo 150; y después de la etapa de extracción de la segunda mezcla combinada de solvente/petróleo 160. La inyección de agua puede realizarse con agua dulce o mediante agua móvil recuperada del proceso de extracción 100. La inyección tardía de agua puede ser una etapa de inyección de solvente viable.

La separación de la primera mezcla de petróleo recuperado para producir una primera fracción de petróleo recuperado que se separa de la primera porción de agua móvil y el primer solvente 140 o la separación de la segunda mezcla de petróleo recuperado para producir una segunda fracción de petróleo recuperado que se separa de la segunda porción de agua móvil y el segundo solvente 170 también pueden incluir purificar el primer solvente o el segundo solvente. La separación puede incluir la separación del agua y luego la extracción del solvente del petróleo producido. El agua puede ser agua móvil recuperada. Por ejemplo, el primer solvente recuperado o el segundo solvente recuperado pueden destilarse antes de reciclarlos nuevamente en el proceso de extracción 100.

El proceso de extracción descrito anteriormente 100 puede facilitar la eliminación de una deposición de asfaltenos en la reserva de petróleo, lo que puede aumentar el rendimiento, la calidad y la pureza del petróleo recuperado. La reducción, eliminación, prevención y/o mitigación de una deposición de asfaltenos puede proporcionar, de manera deseable, la reducción y/o puede evitar el taponamiento o la obstrucción de los poros y puede mantener vías de flujo abiertas hacia el pozo de producción, lo que permite una mayor capacidad de extracción del petróleo dentro de la reserva.

El proceso de extracción descrito anteriormente 100 puede realizarse en inyecciones discontinuas, inyecciones continuas o combinaciones de las mismas. Además, los métodos de inyección de solventes, las presiones de inyección y las tasas pueden ajustarse periódicamente o instantáneamente, dependiendo del rendimiento de extracción de petróleo de la reserva de petróleo.

El primer solvente y el segundo solvente del proceso anterior 100 pueden elegirse por su facilidad de uso, capacidad de reciclaje, precio de los productos y disponibilidad. Por ejemplo, el primer solvente puede incluir un hidrocarburo ligero como un metano, un etano, un propano, un butano, un pentano, un hexano y combinaciones de los mismos. El uso de un solvente de hidrocarburo que comprende un propano como primer solvente en un proceso de extracción puede proporcionar un *desasfaltado in situ* de un petróleo, lo que puede proporcionar la producción de un producto comercialmente mejorado para las ventas.

El segundo solvente puede ser un solvente "verde" no basado en petróleo. Por ejemplo, el solvente verde no basado en petróleo puede derivarse de una biomasa procesada o puede ser un subproducto industrial de madera, pulpa, papel o una combinación de los mismos. El segundo solvente puede incluir terpenos a base de biomasa tal como el limoneno. El segundo solvente puede incluir un terpeno o una combinación de terpenos, una trementina, un alcohol, un hidrocarburo aromático o una combinación de los mismos. Los terpenos pueden ser hemiterpenos, monoterpenos, sesquiterpenos, diterpenos, triterpenos, tetraterpenos y combinaciones de los mismos. Los alcoholes pueden ser metanol, etanol, propanol, isopropanol, butanol y combinaciones de los mismos. Un hidrocarburo aromático puede ser un benceno, un tolueno, un xileno y combinaciones de los mismos.

El segundo solvente puede incluir un agente de desviación, que deseablemente puede proporcionar una estimulación de la reserva de petróleo, que puede proporcionar un perfil de inyectabilidad uniforme del segundo solvente en comparación con un segundo solvente correspondiente que no tiene el agente de desviación. El agente de desviación puede ser un tensioactivo viscoso, un polímero, un CO₂, o combinaciones de los mismos. Un proceso de extracción que comprende un agente de desviación puede proporcionar deseablemente un aumento en la eficiencia de barrido, un aumento en el rendimiento de petróleo recuperado, o una combinación de los mismos en comparación con un proceso de extracción correspondiente que no tiene el agente de desviación. La concentración de agente de desviación en el segundo solvente puede variar de aproximadamente 1 % a aproximadamente 50 %, en volumen del segundo solvente. Por ejemplo, un segundo solvente puede comprender un CO₂ a una concentración de aproximadamente 10 %, en volumen del segundo solvente.

El primer y segundo solventes pueden tener las mismas o diferentes viscosidades. Por ejemplo, el segundo solvente puede tener una viscosidad más alta que el primer solvente, lo que deseablemente puede proporcionar un mayor porcentaje de petróleo recuperado que los procesos de extracción que usan un segundo solvente que comprende una viscosidad más baja que el primer solvente. En este caso, usar el primer solvente menos viscoso para establecer una comunicación entre el pozo de inyección y el pozo de producción, seguido de una inyección del segundo solvente más viscoso puede compensar las tendencias de canalización en la formación de la reserva de petróleo. Además, puede ser posible asegurar que se mitigue la deposición de asfaltenos y que se contacte y recupere un alto porcentaje del petróleo.

La Figura 2 ilustra un sistema 200 para extraer petróleo de una reserva de petróleo. El sistema 200 incluye una primera reserva de solvente 210, un pozo de inyección 230, una segunda reserva de solventes 220, una reserva de petróleo 240, un pozo de producción 250, una instalación de tratamiento de producción 255, y una reserva de petróleo recuperado 280. La instalación de tratamiento de producción 255 puede separar los primeros solventes de un primer petróleo recuperado, separar el agua del primer petróleo recuperado, separar los segundos solventes del segundo solvente recuperado y la mezcla de petróleos, separar el agua del segundo solvente recuperado y la mezcla de petróleo, destilar los solventes recuperados, reciclar el primer solvente, reciclar el segundo solvente, destilar el petróleo recuperado, purificar el petróleo recuperado y combinaciones de los mismos.

En el sistema descrito anteriormente 200, el pozo de inyección 230 está conectado a la primera reserva de solvente 210 a través de una primera corriente de solvente 215. El pozo de inyección 230 está conectado a la segunda reserva de solvente 220 a través de una segunda corriente de solvente 225. La reserva de petróleo 240 está conectado al pozo de inyección 230 a través de una corriente de inyección 235. El pozo de producción 250 está conectado a la reserva de petróleo 240 a través de una corriente de extracción

245. Opcionalmente, la instalación de tratamiento de producción 255 puede conectarse a la segunda reserva de solvente 220 a través de una segunda corriente de reciclaje de solvente 260. Opcionalmente, la instalación de tratamiento de producción 255 puede conectarse a la primera reserva de solvente 210 a través de una primera corriente de reciclaje de solvente 270. La instalación de tratamiento de producción 255 puede conectarse a los pozos de producción 250 a través de la corriente de extracción de petróleo 265. La reserva de petróleo recuperado 280 puede conectarse a la instalación de tratamiento de producción 255 a través de una corriente de petróleo recuperado 275.

Además, en el sistema 200 descrito anteriormente, el pozo de inyección 230 está configurado para recibir un primer solvente de la primera reserva de solvente 210 a través de la primera corriente de solvente 215. El pozo de inyección 230 está configurado para recibir un segundo solvente de la segunda reserva de solvente 220 a través de la segunda corriente de solvente 225. La instalación de tratamiento de producción 255 está configurada para recibir una corriente de extracción de petróleo 265 de los pozos de producción 250. La reserva de petróleo recuperado 280 está configurado para recibir un petróleo recuperado desde la instalación de tratamiento de producción 255 a través de una corriente de petróleo recuperado 275. La primera reserva de solvente 210 está configurado para recibir un primer solvente reciclado desde la instalación de tratamiento de producción 255 a través de la primera corriente de reciclaje de solvente 270. La segunda reserva de solvente 220 está configurado para recibir un segundo solvente reciclado desde la instalación de tratamiento de producción 255 a través de la segunda corriente de reciclaje de solvente 260. En algunas modalidades, el sistema 200 puede comprender una instalación de procesamiento superficial. La instalación de procesamiento superficial puede derivar agua del petróleo recuperado, puede reciclar solvente, puede refinar el petróleo recuperado y combinaciones de los mismos. Se puede configurar un sistema para adaptarse a la situación y mejorar los resultados del proceso. Por ejemplo, los componentes del sistema se pueden ajustar incluyendo la separación vertical de los componentes, la separación horizontal de los componentes, la longitud entre los componentes, la longitud del sistema, la elevación relativa de la reserva de petróleo, el desplazamiento vertical de los pozos de producción, el desplazamiento vertical de los pozos de inyección y sus combinaciones.

Como lo entenderán los expertos en la materia que tienen el beneficio de la descripción instantánea, a estos se les puede ocurrir otras composiciones, dispositivos, procesos, métodos y sistemas equivalentes o alternativos para extraer un petróleo de una reserva de petróleo que comprende un agua móvil sin alejarse de la descripción contenida en la presente descripción. En consecuencia, la manera de llevar a cabo la descripción como se muestra y se describe se debe interpretar solo como ilustrativa.

Los expertos en la técnica pueden hacer varios cambios en la forma, tamaño, número y/o disposición de las piezas sin alejarse del alcance de la descripción instantánea. Por ejemplo, la posición y el número de solventes y extracciones pueden variar. En algunas

modalidades, los solventes pueden ser intercambiables. Además, el tamaño de un dispositivo y/o sistema puede ampliarse o reducirse para adaptarse a las necesidades y/o deseos de un profesional. Cada proceso, método y etapa del método divulgado puede realizarse en asociación con cualquier otro método o etapa de método divulgado y en cualquier orden de acuerdo con algunas modalidades. Cuando aparece el verbo "puede", se pretende transmitir una condición opcional y/o permisiva, pero su uso no pretende sugerir ninguna falta de operabilidad a menos que se indique lo contrario. Cuando se usan términos abiertos como "que tiene" o "que comprende", un experto en la materia que tenga el beneficio de la descripción instantánea apreciará que los elementos o etapas divulgados pueden combinarse opcionalmente con elementos o etapas adicionales. Dicha opción no puede ejercerse y, de hecho, en algunas modalidades, los sistemas, composiciones, aparatos y/o métodos divulgados pueden excluir cualquier otro elemento o etapa más allá de los divulgados en la presente. Los elementos, composiciones, dispositivos, sistemas, métodos y etapas de métodos no mencionados pueden incluirse o excluirse según se desee o se requiera. Los expertos en la técnica pueden realizar varios cambios en los métodos de preparación y uso de una composición, dispositivo y/o sistema de la descripción.

Además, cuando se han proporcionado intervalos, los puntos finales descritos pueden tratarse como exactos y/o aproximaciones según lo desee o exija la modalidad particular. Cuando los puntos finales son aproximados, el grado de flexibilidad puede variar en proporción al orden de magnitud del rango. Por ejemplo, por un lado, un punto final de rango de aproximadamente 50 en el contexto de un rango de aproximadamente 5 a aproximadamente 50 puede incluir 50.5, pero no 52.5 o 55 y, por otro lado, un punto final de rango de aproximadamente 50 en el contexto de un rango de aproximadamente 0.5 a aproximadamente 50 puede incluir 55, pero no 60 o 75. Además, puede ser deseable, en algunas modalidades, mezclar y unir puntos finales de rango. Además, en algunas modalidades, cada figura divulgada (*por ejemplo*, en uno o más de los ejemplos, tablas y/o dibujos) puede formar la base de un rango (*por ejemplo*, valor representado +/- aproximadamente 10 %, valor representado +/- aproximadamente 50 %, valor representado +/- aproximadamente 100 %) y/o un punto final de rango. Con respecto al primero, un valor de 50 representado en un ejemplo, tabla y/o dibujo puede formar la base de un rango de, por ejemplo, aproximadamente 45 a aproximadamente 55, aproximadamente 25 a aproximadamente 100 y/o aproximadamente 0 a aproximadamente 100. Los porcentajes descritos son porcentajes de volumen, excepto donde se indique lo contrario.

Todo o una parte de un sistema para la extracción y extracción de petróleo de reservas que contienen agua móvil puede configurarse y disponerse para que sea desechable, reparable, intercambiable y/o reemplazable. Estos equivalentes y alternativas junto con los cambios y modificaciones obvios están destinados a ser incluidos dentro del alcance de la presente descripción. Por consiguiente, la descripción anterior pretende ser

ilustrativa, pero no limitativa, del alcance de la descripción como se ilustra en las reivindicaciones adjuntas.

El título, el resumen, los antecedentes y los encabezados se proporcionan de conformidad con las reglamentaciones y/o para la conveniencia del lector. Estos no incluyen admisiones en cuanto al alcance y el contenido de la técnica anterior y no hay limitaciones aplicables a todas las modalidades divulgadas.

EJEMPLOS

Algunos ejemplos de modalidades específicas de la descripción pueden ilustrarse mediante uno o más de los ejemplos proporcionados aquí.

EJEMPLO 1: Comparación entre el agua móvil y la puesta en marcha del agua inmóvil con una separación de 10 m

En una reserva de petróleo pesado humedecida con petróleo, se usó un cóctel de solventes para desplazar el petróleo. En este ejemplo, se colocó un pozo de producción entre dos pozos de inyección y la distancia entre el pozo de inyección y el pozo de producción fue de 10 m. Los factores de extracción con y sin agua móvil presente se muestran en la Figura 3.

EJEMPLO 2: Comparación entre el agua móvil y la puesta en marcha del agua inmóvil a una separación de 40 m

En una reserva de petróleo pesado humedecida con petróleo, se usó un cóctel de solventes para desplazar el petróleo. En este ejemplo, se colocó un pozo de producción entre dos pozos de inyección y la distancia entre cada pozo de inyección y el pozo de producción fue de 10 m. Los factores de extracción con y sin agua móvil presente se muestran en la Figura 4. Como se muestra en la Figura 4, aumentar la distancia entre el inyector y el productor de 10 m a 40 m hace que la producción sea menos factible a menos que haya agua móvil.

EJEMPLO 3: Composición de solvente comparada con la configuración óptima del pozo

En un escenario similar al del Ejemplo 1, se puede alcanzar la aceleración de producción y la eficiencia de barrido mejorada si el productor se incrementa mediante la inyección de un segundo productor a una profundidad diferente (mayor o menor en la formación dependiendo de la composición del cóctel de solventes). Este pozo adicional puede crear nuevas vías de desplazamiento y puede mejorar la eficiencia de barrido por orden de magnitud con respecto al tiempo. Como se muestra en la Figura 5, el empleo de una configuración de pozo escalonada puede proporcionar una extracción de petróleo deseable.

La ubicación del pozo cerca de una interfaz agua/petróleo puede permitir la rápida dispersión de un solvente y puede permitir el acceso a volúmenes muy grandes de

petróleo. Esto puede acelerar la producción y puede ser una opción ventajosa en comparación con un proceso de tipo VAPEX.

EJEMPLO 4: Presencia de zona de agua ladrona

Como se muestra en las Figuras 6A y 6B, se puede aprovechar la presencia de una zona ladrona de agua para transportar el solvente desde el inyector al productor, agregar contacto petróleo/solvente y acelerar la producción de petróleo. En tales casos, se anticipa que la producción de agua será mayor que en casos anteriores.

REIVINDICACIONES MODIFICADAS

1. Un proceso de extracción para recuperar petróleo de un yacimiento petrolífero que comprende agua móvil, el cual proceso de extracción comprende:

- (a) establecer un pozo de inyección y un pozo de producción;
- (b) inyectar un primer solvente dentro del yacimiento petrolífero a través del pozo de inyección para formar una primera mezcla, la cual primera mezcla comprende el primer solvente, una primera porción de agua móvil, y una primera porción de petróleo, que se caracteriza porque el primer solvente comprende un hidrocarburo ligero seleccionado de entre el grupo compuesto por un metano, un etano, un propano, un butano, un pentano, un hexano, y combinaciones de ellos;
- (c) recuperar la primera mezcla del pozo de producción para producir una primera mezcla de petróleo recuperada, la cual primera mezcla de petróleo recuperada comprende el primer solvente, la primera porción del agua móvil, y la primera porción de petróleo;
- (d) separar la primera mezcla de petróleo recuperada para producir una primera fracción de petróleo recuperada que está separada de la primera porción de agua móvil y el primer solvente;
- (e) inyectar un segundo solvente dentro del yacimiento petrolífero a través del pozo de inyección para formar una segunda mezcla, la cual segunda mezcla comprende el segundo solvente, una segunda porción de agua móvil, y una segunda porción de petróleo, en donde el segundo solvente comprende un solvente no basado en petróleo seleccionado de entre el grupo compuesto por un terpeno, un limoneno, un hemiterpeno, un monoterpeno, un alcohol, un sesquiterpeno, un diterpeno, un triterpeno, un tetraterpeno, y combinaciones de ellos;
- (f) recuperar la segunda mezcla del pozo de producción para producir una segunda mezcla de petróleo recuperada, la cual segunda mezcla de petróleo recuperada comprende el segundo solvente, la segunda porción del agua móvil, y la segunda porción de petróleo;
- y
- (g) separar la segunda mezcla de petróleo recuperada para producir una segunda fracción de petróleo recuperada que está separada de la segunda porción de agua móvil y el segundo solvente.

2. El proceso de extracción de acuerdo con la reivindicación 1, que se caracteriza porque el primer solvente además comprende agua.

3. El proceso de extracción de acuerdo con la reivindicación 1, que se caracteriza porque el segundo solvente además comprende agua.

4. El proceso de extracción de acuerdo con la reivindicación 1, que además comprende combinar la primera mezcla de petróleo recuperada y la segunda mezcla de petróleo recuperada para producir una mezcla combinada de petróleo recuperada, en donde la

fracción combinada de petróleo recuperada comprende un producido de 50 % a 90 % del petróleo presente en el yacimiento petrolífero antes del proceso de extracción.

5. El proceso de extracción de acuerdo con la reivindicación 1, que se caracteriza porque el primer solvente se encuentra a una temperatura de 10° C a 40° C durante el paso de inyectar el primer solvente dentro del yacimiento petrolífero a través del pozo de inyección.

6. El proceso de extracción de acuerdo con la reivindicación 1, que se caracteriza porque el segundo solvente se encuentra a una temperatura de 10° C a 40° C durante el paso de inyectar el segundo solvente dentro del yacimiento petrolífero a través del pozo de inyección.

7. El proceso de extracción de acuerdo con la reivindicación 1, que se caracteriza porque el primer solvente además comprende agua a una concentración de 0,1 % a 50 %, por volumen del primer solvente, y en donde el segundo solvente además comprende agua a una concentración de 0,1 % a 50 %, por volumen del segundo solvente.

8. El proceso de extracción de acuerdo con la reivindicación 1, que además comprende inyectar el primer solvente separado dentro del yacimiento petrolífero a través del pozo de inyección para formar un primer solvente separado combinado y mezcla de petróleo.

9. El proceso de extracción de acuerdo con la reivindicación 1, que además comprende inyectar el segundo solvente separado dentro del yacimiento petrolífero a través del pozo de inyección para formar una segunda mezcla de solvente separado combinado y petróleo.

10. El proceso de extracción de acuerdo con la reivindicación 1, que además comprende inyectar agua dentro del yacimiento petrolífero a través del pozo de inyección para formar una mezcla de agua inyectada y petróleo.

11. El proceso de extracción de acuerdo con la reivindicación 10, que se caracteriza porque el agua comprende un agua exógena al yacimiento petrolífero.

12. El proceso de extracción de acuerdo con la reivindicación 10, que se caracteriza porque inyectar agua dentro del yacimiento petrolífero a través del pozo de inyección se lleva a cabo después de inyectar el segundo solvente dentro del yacimiento petrolífero a través del pozo de inyección.

13. El proceso de extracción de acuerdo con la reivindicación 1, que además comprende:

- (h) adicionar un tercer solvente seleccionado de entre el grupo compuesto por CO₂, y N₂, dentro del yacimiento petrolífero a través del pozo de inyección;
 - (i) cerrar el yacimiento petrolífero durante un tiempo que va de 1 día a 7 días para formar un tercer solvente combinado y una segunda mezcla residual de petróleo; y
 - (j) abrir el yacimiento petrolífero; y
- recuperar una porción del tercer solvente y la segunda mezcla residual de petróleo del pozo de producción para producir un tercer solvente y una segunda mezcla residual de petróleo recuperados.

14. Un sistema de extracción para extraer y recuperar petróleo de un yacimiento petrolífero que comprende agua móvil, el cual sistema de extracción está caracterizado por:

- (a) un pozo de inyección conectado al yacimiento petrolífero a través de una corriente de inyección;
- (b) un pozo de producción conectado al yacimiento petrolífero a través de una corriente de recuperación;
- (c) un primer reservorio de solvente conectado al pozo de inyección a través de una primera corriente de solvente, en donde el pozo de inyección recibe un primer solvente del primer reservorio de solvente a través de la primera corriente de solvente, y en donde el primer solvente está compuesto por un hidrocarburo ligero seleccionado de entre el grupo compuesto por un metano, un etano, a propano, un butano, un pentano, un hexano, y combinaciones de ellos;
- (d) un segundo reservorio de solvente conectado al pozo de inyección a través de una segunda corriente de solvente, en donde el pozo de inyección recibe un segundo solvente del segundo reservorio de solvente a través de la segunda corriente de solvente, y en donde el segundo solvente está compuesto por un solvente no basado en petróleo seleccionado de entre el grupo compuesto por un terpeno, un limoneno, un hemiterpeno, un monoterpeno, un alcohol, un sesquiterpeno, un diterpeno, un triterpeno, un tetraterpeno, y combinaciones de ellos;
- (e) una instalación de tratamiento de la producción conectada al pozo de producción a través de una corriente de recuperación de petróleo, en donde la instalación de tratamiento de la producción recibe una primera mezcla de solvente y petróleo y una segunda mezcla de solvente y petróleo del pozo de producción; y
- (f) un yacimiento petrolífero recuperado conectado al pozo de producción a través de la corriente de recuperación de petróleo, en donde el yacimiento petrolífero recuperado recibe un petróleo recuperado de la instalación de tratamiento de la producción a través de una corriente de petróleo recuperado.

15. El sistema de extracción de la reivindicación 14, que se caracteriza porque el primer reservorio de solvente está conectado a la instalación de tratamiento de la producción a través de una primera corriente de reciclaje de solvente, y en donde el primer reservorio de solvente está configurado para recibir un primer solvente reciclado de la instalación de tratamiento de la producción a través de la primera corriente de reciclaje de solvente.

16. El sistema de extracción de la reivindicación 14, que se caracteriza porque el segundo reservorio de solvente está conectado a la instalación de tratamiento de la producción a través de una segunda corriente de reciclaje de solvente, y en donde el segundo reservorio de solvente está configurado para recibir un segundo solvente reciclado de la instalación de tratamiento de la producción a través de la segunda corriente de reciclaje de solvente.

17. El proceso de extracción de acuerdo con la reivindicación 1, que se caracteriza porque los pasos (a) a (g) se repiten una vez.

18. El proceso de extracción de acuerdo con la reivindicación 1, que se caracteriza porque tanto el primer solvente como el segundo solvente se inyectan simultáneamente a través del pozo de inyección.

19. Un proceso de extracción para recuperar petróleo de un yacimiento petrolífero que comprende agua móvil, el cual proceso de extracción está caracterizado por:

- (a) establecer un pozo de inyección y un pozo de producción;
- (b) inyectar un primer solvente dentro del yacimiento petrolífero a través del pozo de inyección para formar una primera mezcla, la cual primera mezcla está compuesta por el primer solvente, una primera porción de agua móvil, y una primera porción de petróleo, en donde el primer solvente está compuesto por un solvente no basado en petróleo seleccionado de entre el grupo compuesto por un terpeno, un limoneno, un hemiterpeno, un monoterpeno, un alcohol, un sesquiterpeno, un diterpeno, un triterpeno, un tetraterpeno, y combinaciones de ellos;
- (c) recuperar la primera mezcla del pozo de producción para producir una primera mezcla de petróleo recuperada, la cual primera mezcla de petróleo recuperada está compuesta por el primer solvente, la primera porción del agua móvil, y la primera porción de petróleo;
- (d) separar la primera mezcla de petróleo recuperada para producir una primera fracción de petróleo recuperada que está separada de la primera porción de agua móvil y el primer solvente;
- (e) inyectar un segundo solvente dentro del yacimiento petrolífero a través del pozo de inyección para formar una segunda mezcla, la cual segunda mezcla está compuesta por el segundo solvente, una segunda porción de agua móvil, y una segunda porción de petróleo, en donde el segundo solvente está compuesto por un hidrocarburo ligero seleccionado de entre el grupo compuesto por un metano, un etano, un propano, un butano, un pentano, un hexano, y combinaciones de ellos;
- (f) recuperar la segunda mezcla del pozo de producción para producir una segunda mezcla de petróleo recuperada, la cual segunda mezcla de petróleo recuperada está compuesta por el segundo solvente, la segunda porción del agua móvil, y la segunda porción de petróleo; y

(g) separar la segunda mezcla de petróleo recuperada para producir una segunda fracción de petróleo recuperada que está separada de la segunda porción de agua móvil y el segundo solvente.