

MÉTODO PARA LA SEPARACIÓN DEL PRODUCTO DEL PETRÓLEO”

REFERENCIA CRUZADA A LAS SOLICITUDES RELACIONADAS

La presente solicitud reclama el beneficio de la Solicitud Provisional de Patente estadounidense No. 62/569,160, presentada el viernes, 6 de octubre de 2017, la cual se incorpora por referencia en la presente.

CAMPO DE LA INVENCION

Las modalidades de la presente invención se relacionan con sistemas y métodos para separar hidrocarburos de una corriente de producción del campo petrolero.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

Con referencia a la figura 1 de la técnica anterior, los pozos de producción de petróleo y gas 1 pueden producir una corriente de producción 2 que contiene una mezcla de gas y líquido. La corriente 2 se trata típicamente dentro de un separador líquido-gas 3 para separar la fase gaseosa, que puede incluir dióxido de carbono e hidrocarburos, de una fase líquida, que puede incluir una mezcla inmiscible de agua y petróleo.

Los procesos posteriores 4 pueden emplearse para separar y capturar hidrocarburos útiles a través de la corriente de hidrocarburos gaseosos 5. El dióxido de carbono también puede aislarse de los otros gases para formar una corriente de dióxido de carbono 6. La corriente de dióxido de carbono 6 puede presurizarse a través del compresor 7 y posteriormente inyectarse en un pozo de inyección 8.

La corriente de fase líquida 9, particularmente la fase de agua de la misma puede incluir cantidades significativas de dióxido de carbono, especialmente cuando la corriente de producción 2 se produce usando técnicas mejoradas de producción de recuperación de petróleo. En particular, la corriente líquida 9, particularmente el agua, puede incluir aproximadamente 23,15 m³/m³ de dióxido de carbono disuelto o absorbido de otro modo en el mismo.

La corriente de fase líquida 9 puede dirigirse luego a uno o más tanques de separación por gravedad 10, que pueden incluirse dentro de una batería de tanque 11, donde la gravedad separa la mezcla inmiscible en una corriente de petróleo 12 y una corriente de agua 13. Además, dado que esta separación por gravedad tiene lugar a la presión atmosférica o cerca de ella, se libera el dióxido de carbono disuelto o absorbido en el agua. Este dióxido de carbono puede recogerse como corriente de dióxido de carbono 14 y unirse con la corriente de dióxido de carbono 6, y luego presurizarse, a través del compresor 7, para su posterior inyección en el pozo de inyección 8.

En lugar de o además de la separación por gravedad, una o más centrifugadoras e hidrociclones (que no se muestran en la figura 1) también se pueden usar para tratar la corriente

líquida inmiscible 9 y así separar el petróleo del agua, especialmente en operaciones en alta mar. Estas técnicas de separación operan solo a presiones suficientes para impulsar la separación centrífuga, por ejemplo, $8,62 \times 10^5$ Pa. Además, se entiende que estos procesos eliminan una corriente de fase gaseosa antes de separar el petróleo del agua. Esto da como

5 resultado que haya dióxido de carbono mínimo, si lo hay, en la fase acuosa que finalmente se obtiene.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA INVENCION

Un método para separar hidrocarburos de una corriente de producción de campo petrolífero

10 incluye proporcionar una corriente de producción que tenga una fase gaseosa y una fase líquida, la corriente de producción incluye petróleo, gas hidrocarbonado, dióxido de carbono y agua; separando la fase gaseosa de la fase líquida; separando la fase líquida en una corriente de petróleo y una corriente de agua, la corriente de agua que contiene dióxido de carbono absorbido en el mismo; e inyectar la corriente de agua a presión que contiene dióxido de

15 carbono absorbido en el mismo a una ubicación de inyección en el fondo del pozo; en donde el método incluye operar cada paso a una presión superior a $1,03 \times 10^6$ Pa.

Un método para separar hidrocarburos de una corriente de producción de campo petrolífero incluye proporcionar una corriente de producción que tenga una fase gaseosa y una fase líquida, la corriente de producción incluye petróleo, gas hidrocarbonado, dióxido de carbono

20 y agua; proporcionar la corriente de producción a un separador gas-líquido para separar la fase gaseosa de la fase líquida, la fase líquida separada que incluye petróleo y agua, el agua que tiene dióxido de carbono gaseoso absorbido en ella; proporcionar la fase líquida separada a un separador líquido-líquido para separar el petróleo del agua, para formar una corriente de agua que tiene el dióxido de carbono absorbido en el mismo; proporcionar la corriente de agua que

25 tiene el dióxido de carbono absorbido en la misma a una bomba de inyección para formar una corriente de agua a presión; y proporcionar la corriente de agua a presión a un pozo de inyección; en donde el método incluye operar cada paso a una presión superior a 1,03 Pa.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

30 La figura 1 es un diagrama de flujo de un proceso de la técnica anterior.

La figura 2 es un diagrama de flujo que muestra una o más modalidades de la invención.

La figura 3 es un diagrama de flujo que muestra una o más modalidades de la invención.

La figura 4 es un esquema de vista superior que muestra una o más modalidades de la invención.

35 La figura 5 es un diagrama de flujo que muestra una o más modalidades de la invención.

La figura 6 es un diagrama de flujo que muestra una o más modalidades de la invención.

La figura 7 es un gráfico que muestra la solubilidad del dióxido de carbono en agua a diversas presiones y temperaturas.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS MODALIDADES ILUSTRATIVAS

5 Las modalidades de la presente invención se basan, al menos en parte, en el descubrimiento de sistemas y métodos que incluyen la utilización de suficiente presión de funcionamiento en una corriente de producción de hidrocarburos que contiene agua durante los procesos de separación. Es decir, durante el proceso de separación de hidrocarburos específicos de los otros componentes dentro de la corriente de producción, como el agua, las presiones operativas de las diversas corrientes están a presiones relativamente altas para retener así cantidades apreciables de dióxido de carbono dentro de la fase acuosa. Se ha descubierto ventajosamente que, al retener niveles apreciables de dióxido de carbono dentro de la fase acuosa de la corriente de producción, se pueden lograr varias eficiencias. Por ejemplo, se puede evitar la recolección y la represurización del dióxido de carbono, y la corriente de agua de salida que contiene el dióxido de carbono se puede inyectar en los lugares de inyección como una mezcla de dióxido de carbono/agua para el secuestro o la posterior producción en campos petroleros. Ventajosamente, las modalidades de la presente invención proporcionan un proceso mediante el cual una cantidad significativa del dióxido de carbono total dentro de una corriente de producción de hidrocarburos se puede retener dentro de la fase acuosa para la inyección eventual en el fondo del pozo.

VISTA GENERAL DEL PROCESO

Con referencia a la figura 2, una o más modalidades de la invención incluyen un proceso de separación 15, que también puede denominarse un proceso de deshidratación 15 o un proceso de reinyección de dióxido de carbono 15. El proceso de deshidratación 15 puede incluir uno o más pozos de producción de petróleo y gas 16 que proporcionan un flujo de producción multifásico 17. Los pozos de producción de petróleo y gas 16 producen una corriente de producción multifásica 17 que generalmente es una mezcla de hidrocarburos (por ejemplo, uno o más de gas, condensado y petróleo), agua (que puede incluir además minerales disueltos, como la sal), otros gases (por ejemplo, nitrógeno, dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S)) y sólidos (por ejemplo, arena y lodo). Como se usa en este documento, el gas de hidrocarburo generalmente se refiere a aquellos compuestos de hidrocarburos que son gaseosos a temperatura y presión ambiente (por ejemplo, metano, etano, propano, butano), o que se separarán dentro de una corriente rica en gas de un separador de gas líquido en un funcionamiento particular temperatura y presión. Como se usa en este documento, el petróleo de hidrocarburo, que puede denominarse "petróleo", generalmente se refiere a aquellos compuestos de hidrocarburos que son líquidos a temperatura y presión ambiente (por ejemplo,

generalmente pentano (C_5H_{12}) a través de heptadecano ($C_{17}H_{36}$)), o que se separarán dentro de una corriente rica en líquido desde un separador de gas líquido a una temperatura y presión de funcionamiento particulares.

En ciertas modalidades, la corriente de producción multifásica 17 puede pasar a través de un medidor de flujo multifásico opcional 18, que proporciona una señal 19 de regreso a uno o más pozos de producción 16. El medidor de flujo multifásico 18, que puede programarse para tener en cuenta la capacidad del proceso de deshidratación 15, puede proporcionar la señal 19 a uno o más pozos de producción 16 para mantener un caudal apropiado para la corriente de producción multifásica 17. El medidor de flujo multifásico 18 puede utilizarse para cerrar uno o más pozos de producción 16 si el flujo de producción de uno o más pozos de producción 16 abruma el proceso 15. Como el medidor de flujo multifásico 18 es opcional, una o más modalidades no incluyen el medidor de flujo multifásico 18 y el flujo desde uno o más pozos de producción 16 se regula de una manera alternativa.

La corriente 20 que sale del medidor de flujo multifásico 18, donde está presente, puede proporcionarse a uno o más separadores de gas-líquido 22, que también pueden denominarse separadores de producción 22. Este paso de proporcionar la corriente 20 a uno o más separadores de producción 22 puede denominarse un paso de desgasificación. Uno o más separadores de producción 22 debe diseñarse con un tamaño suficiente para las funciones de permitir que los gases libres se separen y la capacidad de manejar las fluctuaciones de presión aguas arriba.

Uno o más separadores de gas y líquido 22 separan la corriente 20 en una corriente rica en gas y pobre en líquido 24 y una corriente rica en líquido y pobre en gas 26. La corriente rica en gas y pobre en líquido 24 puede denominarse corriente en fase gaseosa 24 y la corriente rica en líquido y pobre en gas 26 puede denominarse corriente en fase líquida 26. La corriente de fase gaseosa 24 puede proporcionarse a un sistema de recolección de gas (no mostrado en la figura 2) para su posterior procesamiento y utilización. El flujo de la corriente de fase gaseosa 24 y la corriente de fase líquida 26 puede controlarse con base en uno o más separadores de gas-líquido 22 que incluyen un sensor de nivel de líquido (no mostrado en la figura 2) para medir el nivel de líquido en uno o más separadores de gas-líquido 22. El sensor de nivel de líquido envía una señal a un controlador (no mostrado en la figura 2) en comunicación con el mismo, que es capaz de cerrar o abrir una válvula de gas (no mostrada en la figura 2) que controla el flujo de la corriente de fase gaseosa 24. Se puede utilizar una estrategia de control de proceso para controlar la válvula de gas y/o una válvula de líquido (no mostrada en la figura 2) en la corriente de fase líquida 26 para mantener el nivel de líquido en uno o más separadores de gas-líquido 22 en un punto de conjunto deseado.

La corriente de fase líquida 26 se proporciona a uno o más separadores de líquido-

líquido 28, que separan la corriente de fase líquida 26 en una corriente 30 rica en petróleo, pobre en agua y pobre en gas 30 y una corriente rica en agua, pobre en petróleo 32 . Este paso de proporcionar la corriente de fase líquida 26 a uno o más separadores líquido-líquido 28 puede denominarse un paso de deshidratación. La corriente rica en petróleo, pobre en agua y pobre en gas 30 puede denominarse corriente rica en agua, pobre en petróleo 30 y puede denominarse corriente de agua 32. La corriente rica en petróleo, pobre en agua y pobre en gas 30 puede proporcionarse a una batería de tanque (no mostrada en la figura 2) para pasos adicionales de separar el agua del petróleo y posteriormente utilizar el petróleo como una corriente de petróleo crudo. Este paso adicional de separar el agua del petróleo en la corriente 30 se puede denominar paso de separación de pulido. La corriente rica en agua y pobre en petróleo 32 puede proporcionarse a una o más bombas de inyección 34 para inyectar una corriente presurizada 36 en uno o más pozos de inyección 38.

Debe apreciarse que el uso de ciertos términos descriptivos utilizados en este documento (por ejemplo, "rico en petróleo, pobre en agua, pobre en gas", "corriente de petróleo", "rico en agua, pobre en petróleo") generalmente está relacionado con el paso de funcionamiento al que estas corrientes se conectan inmediatamente. Los descriptores utilizados para ciertas corrientes (por ejemplo, corriente "rica en petróleo, pobre en agua, pobre en gas" 30) son generalmente relativos a la corriente de entrada (por ejemplo, corriente "rica en líquido, pobre en gas" 26) y otras corrientes de salida (por ejemplo, corriente "rica en agua, pobre en petróleo" 32). De hecho, en ciertas modalidades, las corrientes a las que se hace referencia en este documento como corrientes "ricas en petróleo, agua, gas" (por ejemplo, la corriente 30) pueden incluir hasta 50 %vol de agua, y en otras modalidades, hasta 75 %vol de agua.

Como se discutió anteriormente, las modalidades del proceso de separación 15 retienen niveles significativos del dióxido de carbono que está dentro de la corriente 26 pobre en gas y rica en líquido dentro de la corriente 36 presurizada. Es decir, con base en la presión de operación elevada del proceso 15, una cantidad apreciable de dióxido de carbono contenido dentro de la corriente 26 rica en líquido y pobre en gas permanece en la corriente 36 de tal manera que el dióxido de carbono retenido puede inyectarse posteriormente en una o más inyecciones pozos 38. Como aprecia la persona experta, el dióxido de carbono en una corriente rica en líquido (por ejemplo, las corrientes 26, 36) se absorbe o disuelve en el líquido. Aunque el contenido de dióxido de carbono de la corriente 26 rica en gas y pobre en gas puede variar según la composición de la corriente 17 y las condiciones del proceso del proceso 15, las modalidades del proceso 15 retienen una cantidad significativa de dióxido de carbono de la corriente 26 dentro de la corriente 36 para inyección. Como se usa en el presente documento, el término retención, que también puede denominarse mantenido, puede definirse como una corriente de salida (por ejemplo, la corriente 36) que contiene una cantidad predeterminada del

dióxido de carbono originalmente contenido dentro de una corriente de entrada (por ejemplo, la corriente 26), después de procesar la corriente de entrada. En una o más modalidades, 70% o más, en otras modalidades, 80% o más, en otras modalidades, 90% o más, en otras modalidades, 92% o más, y en otras modalidades, 94% o más, del dióxido de carbono en la corriente 26 se retiene en la corriente presurizada 36. En estas u otras modalidades, hasta el 96% del dióxido de carbono en la corriente 26 se retiene en la corriente presurizada 36. Cualquiera de los números de punto final anteriores puede utilizarse para formar intervalos adecuados.

En una o más modalidades, la presión de operación elevada del proceso 15 que da lugar a la cantidad ventajosa de dióxido de carbono retenido en la corriente 36 puede incluir la presión de operación de la corriente de producción (es decir, la corriente 17 que continúa a la corriente 36) que se mantiene por encima de una presión predeterminada. En una o más modalidades, la presión de funcionamiento de la corriente de producción (es decir, la corriente 17 que continúa hasta la corriente 36) es superior a 1.03×10^6 Pa, en otras modalidades, superior a 1.37×10^6 Pa y en otras modalidades, superior a 1.72×10^6 Pa, durante todo el proceso de separación 15. Estas presiones elevadas sirven para retener una cantidad deseada de dióxido de carbono en la corriente de producción multifásica 17 y la corriente 26 dentro de la corriente presurizada 36. La cantidad deseada de dióxido de carbono retenido dentro de la corriente presurizada 36 se puede definir en términos de pies cúbicos estándar de dióxido de carbono (scf) por barriles (BBL) de fluido líquido total (por ejemplo, agua) (scf / BBL). En una o más modalidades, la corriente presurizada 36 es una corriente de agua que tiene 14,24 o más m^3/m^3 , en otras modalidades, 16,92 o más m^3/m^3 , en otras modalidades, 19,59 o más m^3/m^3 , en otras modalidades, 21,37 o más m^3/m^3 , y en otras modalidades, 23,15 o más m^3/m^3 , dióxido de carbono absorbido en el mismo. En estas u otras modalidades, la corriente presurizada 36 es una corriente de agua que tiene 26,71 o menos m^3/m^3 , en otras modalidades, 24,93 m^3/m^3 o menos, en otras modalidades, 21,37 o menos m^3/m^3 , y en otras modalidades, 17,81 o menos m^3/m^3 , dióxido de carbono absorbido en el mismo. Cualquiera de los números de punto final anteriores, y los números de punto final discutidos en otra parte del presente documento, pueden utilizarse para formar intervalos adecuados.

Debe apreciarse que la cantidad de dióxido de carbono absorbido dentro de una corriente particular (por ejemplo, la corriente 36) se verá afectada por la temperatura y presión de funcionamiento de esa corriente. En este respecto, La figura 7 es un gráfico de la solubilidad del dióxido de carbono en agua a diversas presiones y temperaturas. La figura 7 muestra que se absorbe más dióxido de carbono en el agua a presiones más altas. Esto da lugar a las ventajas de la presente invención discutidas aquí en comparación con los procesos de la técnica anterior que utilizan presiones operativas más bajas (por ejemplo, atmosféricas), especialmente

para separaciones líquido-líquido.

Con base en las presiones operativas elevadas que dan lugar a ciertas ventajas de la presente invención, una o más modalidades del proceso de separación 15 pueden estar desprovistas de un paso de separación de una corriente de dióxido de carbono a presión atmosférica o presiones aproximadas a la misma, tal como se utiliza en ciertos procesos artísticos. Con base en las presiones operativas elevadas que permiten retener una cantidad significativa de dióxido de carbono en la corriente de producción multifásica 17 y la corriente 26 dentro de la corriente presurizada 36 y posteriormente inyectarla en uno o más pozos de inyección 38, una o más modalidades del proceso de separación 15 pueden ser sin acumular o almacenar agua, o al menos una cantidad significativa de agua, sobre el suelo, como se utiliza en ciertos procesos de la técnica anterior.

REPASO DEL PROCESO - MODALIDAD ESPECÍFICA

Con referencia a la figura 3, una o más modalidades de la invención incluyen un proceso de separación 15B, que también puede denominarse un proceso de deshidratación 15B o un proceso de reinyección de dióxido de carbono 15B. El proceso de deshidratación 15B puede incluir uno o más pozos de producción de petróleo y gas 16 que proporcionan un flujo de producción multifásico 17. Uno o más pozos de producción de petróleo y gas 16 producen una corriente de producción multifásica 17 que generalmente es una mezcla de hidrocarburos (por ejemplo, uno o más de gas, condensado y petróleo), agua (que puede incluir además minerales disueltos, como la sal), otros gases (por ejemplo, nitrógeno, dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S)) y sólidos (por ejemplo, arena y lodo). Los pozos ejemplares de producción de petróleo y gas 16 incluyen aquellos que incluyen bombas sumergibles eléctricas de alta presión (ESP).

En ciertas modalidades, uno o más pozos de producción de petróleo y gas 16 pueden estar ubicados en un depósito de petróleo que está sujeto a la inundación de dióxido de carbono. La inundación de dióxido de carbono es un proceso mediante el cual se inyecta dióxido de carbono en un depósito de petróleo para aumentar la producción de petróleo. En otras modalidades, uno o más pozos de producción de petróleo y gas 16 pueden estar ubicados en un depósito de petróleo que está sujeto a inundación de agua, por lo que se inyecta agua en un depósito de petróleo para aumentar la producción de petróleo.

La presión de uno o más pozos de producción 16 y la corriente de producción multifásica 17 proporcionada a partir de los mismos puede variar según las condiciones de uno o más pozos de producción 16. La presión de la corriente de producción multifásica 17 puede, por ejemplo, estar en un rango de 2.75×10^6 Pa a 5.17×10^6 Pa y en otras modalidades, de 3.10×10^6 Pa a 4.82×10^6 Pa. Otras presiones de la corriente de producción multifásica 17 pueden ser adecuadas. De manera similar, la velocidad de flujo de la corriente de producción multifásica

17 puede variar según las condiciones de uno o más pozos de producción 16. En una o más modalidades, la corriente de producción multifásica 17 tiene una velocidad de flujo de aproximadamente 30,000 BPD (barriles por día) a aproximadamente 70,000 BPD, en otras modalidades, de aproximadamente 40,000 BPD a aproximadamente 60,000 BPD, y en otras modalidades, de aproximadamente 45,000 BPD a aproximadamente 55,000 BPD. En una o más modalidades, la corriente de producción multifásica 17 tiene una velocidad de flujo de aproximadamente 50,000 BPD. Otros caudales de la corriente de producción multifásica 17 pueden ser adecuados.

De nuevo con referencia a la Figura 3, en ciertas modalidades, la corriente de producción multifásica 17 puede pasar a través de un medidor de flujo multifásico opcional 18, que proporciona una señal 19 de regreso a uno o más pozos de producción 16. Una señal ejemplar 19 es un controlador lógico de programa (PLC). El medidor de flujo multifásico 18, que puede programarse para tener en cuenta la capacidad del proceso de deshidratación 15B, puede proporcionar la señal 19 a uno o más pozos de producción 16 para mantener un caudal apropiado para la corriente de producción multifásica 17. El medidor de flujo multifásico 18 puede utilizarse para cerrar uno o más pozos de producción 16 si el flujo de producción de uno o más pozos de producción 16 abruma el proceso 15B. Los dispositivos adecuados para el medidor de flujo multifásico 18 se conocen generalmente en la técnica como aquellos dispositivos capaces de medir los caudales de fase individuales de las fases constituyentes en un flujo dado. Los medidores de flujo multifásicos ejemplares 18 pueden utilizar uno o más de radiación infrarroja, fluorescencia, propiedades de conductividad y vibración. Como el medidor de flujo multifásico 18 es opcional, una o más modalidades no incluyen el medidor de flujo multifásico 18 y el flujo desde uno o más pozos de producción 16 se regula de una manera alternativa.

En ciertas modalidades, la corriente 20 que sale del medidor de flujo multifásico 18 se une con una corriente de reciclaje 21, que se discutirá más adelante en el presente documento, para formar una corriente de entrada 23 a uno o más separadores de gas-líquido 22. Este paso de proporcionar la corriente de entrada 23 a uno o más separadores de gas-líquido 22 puede denominarse un paso de desgasificación. Uno o más separadores de gas y líquido 22 separan la corriente 23 en una corriente rica en gas y pobre en líquido 24 (también referida como corriente de fase gas 24) y una corriente rica en líquido y pobre en gas 26. La corriente de fase gaseosa 24 puede proporcionarse a un sistema de recolección de gas (no mostrado en la figura 3) para su posterior procesamiento y utilización. Uno o más separadores de gas-líquido 22 pueden incluir un sensor de nivel de líquido como se discutió anteriormente con respecto a la Fig. 2.

El separador gas-líquido 22, que puede denominarse recipiente 22, se conoce

generalmente en la técnica como un aparato capaz de separar una fase gaseosa de una fase líquida. El separador de gas y líquido 22 puede ser horizontal, vertical o esférico. El separador de gas y líquido 22 puede estar diseñado para cualquier tamaño adecuado. Un tamaño ejemplar para el separador de gas-líquido 22 es un diámetro de aproximadamente 2.1336 m (7 pies) y una longitud de aproximadamente 7.62 m (25 pies). Uno o más separadores gas-líquido 22 pueden caracterizarse por la eficiencia de separación de la fase gaseosa de la fase líquida. En una o más modalidades, uno o más separadores de gas-líquido 22 separan al menos el 95% del gas en la corriente de entrada 23 en la salida de la corriente de fase gaseosa superior 24 de uno o más separadores de gas-líquido 22. La corriente de salida de fase gaseosa 24 puede denominarse gas libre en la corriente 23 a la presión de funcionamiento de uno o más separadores gas-líquido 22. El gas que queda en la corriente 26 rica en líquido y pobre en gas puede denominarse gas arrastrado a la presión de funcionamiento. Como se sabe generalmente, los separadores de gas-líquido 22 tienen una presión de trabajo máxima permitida (MAWP) que generalmente define el límite superior de la presión de funcionamiento de estos. Cuando la presión de la corriente 17 o la corriente 23 está por encima de la MAWP de uno o más separadores de gas-líquido 22, la corriente 17 o la corriente 23 pueden experimentar un paso de reducción de presión. Esto se puede lograr pasando la corriente 17 o la corriente 23 a través de una válvula de estrangulamiento (no se muestra en la Figura 3). Como generalmente conoce el experto en la materia, el MAWP de uno o más separadores gas-líquido 22 y si se utiliza un paso de reducción de presión puede diseñarse en función de la economía y las condiciones operativas del proceso 15B.

La corriente 26 rica en líquidos y pobre en gas 26 puede denominarse corriente 26 de alto contenido de agua o corriente 26 en fase líquida, particularmente cuando uno o más pozos de producción de petróleo y gas 16 están ubicados en un depósito de petróleo sometido a inundación de agua. En una o más modalidades, la corriente de fase líquida 26 puede tener un contenido de agua de 90% en volumen o más, en otras modalidades, 95% en volumen o más, en otras modalidades, 97% en volumen o más. En estas u otras modalidades, la corriente 26 tiene una composición de agua de 99% en volumen o menos, en otras modalidades, 98% en volumen o menos, en otras modalidades, 97.5% en volumen o menos. Cualquiera de estos números de punto final puede utilizarse para formar rangos adecuados.

La corriente de fase líquida 26 puede dividirse en una corriente de batería de tanque 29 y una corriente de separación centrífuga 27, que también puede denominarse corriente de eliminación de agua 27. En ciertas modalidades, la corriente de batería de tanque 29 puede proporcionarse a una batería de tanque para la función particular de evitar que la corriente de separación centrífuga 27 exceda la capacidad de los componentes aguas abajo. En ciertas modalidades, la corriente de separación centrífuga 27 puede dividirse en una primera corriente

de separación centrífuga 27A y una segunda corriente de separación centrífuga 27B. La corriente de separación centrífuga 27 también se puede proporcionar completamente como una de las corrientes 27A y 27B, según lo requieran las operaciones de proceso (por ejemplo, mantenimiento programado). La corriente de separación centrífuga 27A, que también puede denominarse corriente de fase líquida 27A, se proporciona a un separador centrífugo 28A, que también puede denominarse un primer desagüe 28A o separador líquido-líquido 28A. La corriente de separación centrífuga 27B, que también puede denominarse corriente de fase líquida 27b, se proporciona a un separador centrífugo 28b, que también puede denominarse un segundo desagüe 28B o separador líquido-líquido 28A.

El desagüe 28A separa la corriente 27A en fase líquida en una corriente 30A rica en petróleo, pobre en agua y pobre en gas y una corriente 32A rica en agua y pobre en petróleo. El desagüe 28B separa la corriente 27B en fase líquida en una corriente 30B rica en petróleo, pobre en agua y pobre en gas y una corriente 32A rica en agua y pobre en petróleo. Las corrientes 30A, 30B, ricas en petróleo, pobres en gas y pobres en gas pueden denominarse corrientes de petróleo 30A, 30B y las corrientes ricas en petróleo, ricas en petróleo 32A, 32B pueden denominarse corrientes de agua 32A, 32B. Las corrientes 30A, 30B, ricas en gas, pobres en agua y pobres en petróleo pueden proporcionarse a una batería de tanque 33 para una mayor separación del agua y la utilización del petróleo como una corriente de petróleo crudo.

Con referencia adicional a la Fig. 3, las corrientes de petróleo pobre en petróleo 32A, 32B salen de los desagües 28A, 28B y se proporcionan a un segundo paso de separación centrífuga en los separadores centrífugos 28C, 28D. La corriente rica en agua y pobre en petróleo 32A puede proporcionarse a un separador centrífugo 28C, que también puede denominarse primer hidrociclón 28C o separador líquido-líquido 28C. La corriente rica en agua y pobre en petróleo 32B puede proporcionarse a un separador centrífugo 28D, que también puede denominarse segundo hidrociclón 28D o separador líquido-líquido 28D. El hidrociclón 28C separa la corriente rica en agua y pobre en petróleo 32A en una corriente adicional rica en petróleo, pobre en agua y pobre en gas 30C y otra corriente rica en agua y pobre en petróleo 32C. El hidrociclón 28D separa la corriente rica en agua y pobre en petróleo 32B en una corriente adicional rica en petróleo, pobre en agua y pobre en gas 30D y otra corriente rica en agua y pobre en petróleo 32D.

Con base en la discusión anterior, debe apreciarse que ciertas modalidades proporcionan un paso de separación líquido-líquido del primer paso (es decir, separadores líquido-líquido 28A, 28B) en secuencia con un paso de separación líquido-líquido de la segunda paso (es decir, líquido-líquido separadores 28C, 28D). Este paso secuencial de los pasos de separación líquido-líquido puede permitir ventajosamente que el paso de separación líquido-

líquido de la primera paso separe la mayor parte del petróleo en una corriente de entrada, con el paso de separación líquido-líquido de la segunda paso que separa la mayor parte del resto de petróleo se después del primera paso. Por lo tanto, la separación líquido-líquido de la primera paso puede denominarse paso de eliminación de agua a granel y la separación líquido-líquido de la segunda paso puede denominarse paso de pulido de eliminación de agua. Por lo tanto, el paso de separación líquido-líquido de la primera paso (es decir, los separadores líquido-líquido 28A, 28B) puede diseñarse para tener en cuenta esta eliminación masiva y el paso de separación líquido-líquido de la segunda paso (es decir, los separadores líquido-líquido 28C, 28D) puede estar diseñado para dar cuenta de la función de pulido. Describiendo un paso de eliminación masiva y la paso de pulido de otra manera, utilizando el 100% como base para la cantidad de petróleo presente dentro de una corriente de entrada (por ejemplo, la corriente 27) a la paso de separación líquido-líquido de la primera paso, el líquido de la primera paso -la paso de separación de líquidos puede eliminar aproximadamente el 98% del petróleo en la corriente de entrada (por ejemplo, la corriente 27), la paso de separación de líquido-líquido de la segunda paso puede eliminar aproximadamente el 1,97% del petróleo en la corriente de entrada (por ejemplo, la corriente 27), y menos del 0,03% del petróleo en la corriente de entrada (por ejemplo, la corriente 27) puede permanecer en la corriente de salida de la paso de separación líquido-líquido de la segunda paso (por ejemplo, la corriente 39). Por lo tanto, como se conoce generalmente en la técnica, y como se menciona anteriormente, los separadores líquido-líquido de la primera paso 28A, 28B pueden denominarse desagües 28A, 28B y los separadores líquido-líquido de la segunda paso 28C, 28D pueden referirse a como hidrociclones 28C, 28D.

Describiendo genéricamente todos los separadores líquido-líquido (es decir, desagües 28A, 28B e hidrociclones 28C, 28D), los separadores líquido-líquido se conocen generalmente en la técnica como aquellos aparatos que son capaces de separar una primera fase líquida (por ejemplo, petróleo) de un segundo líquido. fase (por ejemplo, agua). Los separadores líquido-líquido ejemplares incluyen sistemas de separación centrífuga, tales como los deshidratadores e hidrociclones mencionados anteriormente. Otras técnicas ejemplares para separar una primera fase líquida de una segunda fase líquida en un separador líquido-líquido incluyen el asentamiento por gravedad, el asentamiento por gravedad mejorada, la fusión y la carga eléctrica. El uno o más separadores líquido-líquido pueden estar diseñados para minimizar o prevenir la formación de espuma, que puede basarse en uno o más tamaños de recipientes, velocidad de flujo, presión de operación y contenido de dióxido de carbono. Los separadores líquido-líquido pueden tener cualquier tamaño adecuado, con la condición de que los separadores líquido-líquido del primer paso 28A, 28B y los separadores líquido-líquido del segundo paso 28C, 28D estén dimensionados uno con respecto al otro para lograr las funciones descritas anteriormente. El tamaño y el diseño de los distintos separadores líquido-líquido

pueden incluir diseños adecuados para el tamaño del revestimiento, el número de revestimientos y la eficiencia de separación deseada.

Los sistemas de separación centrífuga, tales como deshidratadores e hidrociclones, generalmente se conocen en la técnica como aquellos aparatos que utilizan flujo ciclónico para separar la primera fase líquida (por ejemplo, petróleo) de la segunda fase líquida (por ejemplo, agua). La corriente combinada líquido-líquido generalmente se alimenta tangencialmente en una porción cilíndrica superior donde el líquido se acelera en espiral a medida que el líquido fluye a través de una porción inferior cónica. A medida que el líquido gira en espiral, las fuerzas centrífugas atraen los componentes más densos (por ejemplo, Agua) a la porción externa de la columna giratoria de líquido y los componentes menos densos (por ejemplo, petróleo) del líquido migran a un área central de la columna. Los componentes densos se descargan a través de una abertura inferior de flujo inferior en la porción inferior cónica y los componentes menos densos se hacen pasar hacia arriba a través de una abertura o salida de flujo central ubicada. Como se conoce generalmente en la técnica, los sistemas de separación centrífuga incluyen una pluralidad de revestimientos a través de los cuales fluye el líquido. Los sistemas de separación centrífuga pueden utilizar cualquier número y tamaño adecuado de los revestimientos, donde el número y el tamaño de los revestimientos pueden basarse en uno o más de un caudal deseado y una separación de petróleo deseada.

Como descripción general de los sistemas de separación centrífuga mencionados en la presente, los sistemas de separación centrífuga incluyen tres corrientes principales del proceso: una corriente de entrada, una corriente de rechazo y una corriente de flujo inferior. La corriente de entrada (por ejemplo, la corriente 27A) es una corriente multifásica que incluye petróleo, agua y algo de gas arrastrado. Una corriente de rechazo es una corriente (por ejemplo, la corriente 30A) que incluye una cantidad sustancial de petróleo de la corriente de entrada y pequeñas cantidades de agua y gas de escape. Una corriente de flujo inferior (por ejemplo, la corriente 32A) será predominantemente agua, con pequeñas cantidades de petróleo. El funcionamiento de los sistemas de separación centrífuga generalmente se basa en una relación de presión delta (DPR), establecida en la Fórmula I a continuación. El DPR se basa en las presiones de los tres flujos de proceso descritos anteriormente. El DPR es una relación de la caída de presión de la corriente de entrada (P_{entrada}) a la corriente de rechazo ($P_{\text{rechazado}}$) dividida por la caída de presión de la corriente de entrada (P_{entrada}) a la corriente de flujo inferior ($P_{\text{flujo bajo}}$).

35

$$\text{DPR} = \frac{P_{\text{entrada}} - P_{\text{rechazado}}}{P_{\text{entrada}} - P_{\text{flujo bajo}}}$$

Las relaciones adecuadas para el DPR para los sistemas de separación centrífuga discutidos en este documento pueden ser generalmente conocidas por el experto en la materia.

5 Un DPR predeterminado también puede ser utilizado por un esquema de control de proceso para mantener una división de flujo de rechazo deseada de los sistemas de separación centrífuga. El flujo de rechazo se define como la tasa de flujo de rechazo total (es decir, la tasa de flujo de la corriente 30A) del sistema de separación centrífuga, con la división del flujo de rechazo definida como la cantidad de flujo de rechazo en relación con la tasa de flujo total que sale del sistema de separación centrífuga. En una o más modalidades, el flujo de rechazo total (es decir, la corriente 37) es del 10% al 25%, y en otras modalidades, del 10% al 20%, del líquido total que sale de todos los sistemas de separación centrífuga en el proceso. En una o más modalidades, el flujo de rechazo total que deja los deshidratadores 28A, 28B es del 5% al 15%, y en otras modalidades, del 5% al 12%, del líquido total que deja los desagüadores 28A, 28B. 10 En una o más modalidades, el flujo de rechazo total que sale de los hidrociclones 28C, 28D es del 2% al 10%, y en otras modalidades, del 2% al 8%, del líquido total que sale de los hidrociclones 28C, 28D. 15

Cuando los sistemas de separación centrífuga funcionan en paralelo (por ejemplo, desagües 28A, 28B, se pueden usar válvulas de control de entrada para dividir la corriente de entrada (por ejemplo, la corriente 27) entre los dos sistemas paralelos, como se muestra en la figura 3. Se pueden utilizar y ajustar válvulas de control adicionales en las corrientes de rechazo de los sistemas de separación centrífuga y ajustarlas para mantener un punto de ajuste de división de flujo de rechazo deseado basado en un DPR predeterminado. 20

Para una mayor caracterización de las diferencias entre los deshidratadores 28A, 28B y los hidrociclones 28C, 28D, en general, los deshidratadores 28A, 28B utilizan menos revestimientos y tamaños de revestimiento más grandes que los hidrociclones 28C, 28D. Como se discutió anteriormente, los desagües 28A, 28B están diseñados para eliminar una cantidad a granel de petróleo y los hidrociclones 28C, 28D están destinados a un paso de pulido. En una o más modalidades, el tamaño de los revestimientos de los desagües 28A, 28B es 10 veces, o aproximadamente, el tamaño de los revestimientos de los hidrociclones 28C, 28D. 25 30

Los desagües 28A, 28B pueden caracterizarse por la eficiencia de separación de la primera fase líquida de la segunda fase líquida. En una o más modalidades, los deshidratadores (por ejemplo, desagües 28A, 28B) eliminan el 90% o más, en otras modalidades, el 95% o más, y en otras modalidades, el 98% o más, de la primera fase líquida (por ejemplo, petróleo) de la segunda fase líquida (por ejemplo, Agua). Los desagües (por ejemplo, desagües 28A, 28B) generalmente están configurados para manejar y separar corrientes de entrada con 35

concentraciones más altas del líquido a separar. Por ejemplo, en una o más modalidades, una corriente de entrada (por ejemplo, la corriente 27A) puede incluir de 25,000 ppm a 75,000 ppm, en otras modalidades, 40,000 ppm a 60,000 ppm, y en otras modalidades, 50,000 ppm o aproximadamente, petróleo. En una o más modalidades, los deshidratadores (por ejemplo, los
5 desagües 28A, 28B) proporcionan una corriente de salida rica en agua y pobre en petróleo (por ejemplo, la corriente 32A) que tiene 3,000 ppm o menos, en otras modalidades, 2,000 ppm o menos, en otras modalidades, 1,000 ppm o menos, y en otras modalidades, 500 ppm o menos, petróleo.

Los hidrociclones 28C, 28D pueden caracterizarse por la eficiencia de separación de la
10 primera fase líquida de la segunda fase líquida. En una o más modalidades, los hidrociclones (por ejemplo, hidrociclones 28C, 28D) eliminan el 98% o más, en otras modalidades, el 99% o más, y en otras modalidades, el 99.5% o más, de la primera fase líquida (por ejemplo, petróleo) de la segunda fase líquida (por ejemplo, Agua). Los hidrociclones (por ejemplo, los hidrociclones 28C, 28D) generalmente están configurados para manejar y separar corrientes de
15 entrada con concentraciones más bajas del líquido a separar. Por ejemplo, en una o más modalidades, una corriente de entrada (por ejemplo, la corriente 32A) puede incluir de 1,000 ppm a 10,000 ppm, en otras modalidades, 2,000 ppm a 10,000 ppm, en otras modalidades, 4,000 ppm a 6,000 ppm, en otras modalidades, de 1,000 ppm a 2,000 ppm en otras modalidades, 5,000 ppm o aproximadamente a las mismas, y en otras modalidades, menos de
20 5,000 ppm, petróleo. En una o más modalidades, los hidrociclones (por ejemplo, hidrociclones 28C, 28D) proporcionan una corriente de salida rica en agua y pobre en petróleo (por ejemplo, la corriente 32C) que tiene 300 ppm o menos, en otras modalidades, 150 ppm o menos, en otras modalidades, 100 ppm o menos, en otras modalidades, 50 ppm o menos, en otras modalidades, de 50 ppm a 150 ppm, y en otras modalidades, 50 ppm a 100 ppm de petróleo.

Con referencia adicional a la figura 3, en ciertas modalidades, se puede proporcionar y
ajustar una válvula 35 de manera que al menos una porción y hasta la totalidad de la corriente
pobre en petróleo rica en agua 32A se pueda proporcionar al hidrociclón 28D. La válvula 35
también se puede ajustar de manera que se pueda proporcionar al menos una porción y hasta
la totalidad de la corriente rica en agua y pobre en petróleo 32B al hidrociclón 28C. Este ajuste
30 de la válvula 35 puede realizarse según lo requieran las operaciones de proceso (por ejemplo, mantenimiento programado).

Para un procesamiento posterior, se puede combinar una corriente 30C más rica en
petróleo, pobre en agua y pobre en gas y una corriente 30D más rica en petróleo, pobre en agua
y pobre en gas, con las corrientes 30A, 30B rica en petróleo, pobre en agua y pobre en gas para
35 formar una corriente combinada rica en petróleo, pobre en agua y pobre en gas 37. La corriente
37 puede proporcionarse a la batería del tanque 33 para una mayor separación de agua y

petróleo en la corriente 37 y la utilización del petróleo separado como una corriente de petróleo crudo. Para un procesamiento adicional, la corriente más rica en petróleo y pobre en petróleo 32C y otra corriente rica en agua y pobre en petróleo 32D pueden combinarse con la corriente rica en agua y pobre en petróleo 32A, 32B para formar una combinación de corriente rica en agua, pobre en petróleo 39. La corriente 39 puede proporcionarse a una o más bombas de inyección 34 para inyectar una corriente presurizada 36 en uno o más pozos de inyección 38.

La corriente 39 rica en agua y pobre en petróleo puede caracterizarse por la cantidad de dióxido de carbono en la corriente 39. En una o más modalidades, la corriente 39 rica en agua y pobre en petróleo proporcionada a una o más bombas de inyección incluye $2,1 \text{ m}^3/\text{m}^3$ o más, en otras modalidades, $10,86 \text{ m}^3/\text{m}^3$ o más, y en otras modalidades, $16,74 \text{ m}^3/\text{m}^3$ o más, dióxido de carbono. En una o más modalidades, la corriente 39 rica en agua y pobre en petróleo incluye $23,33 \text{ m}^3/\text{m}^3$ o menos, en otras modalidades, $21,37 \text{ m}^3/\text{m}^3$ o menos, en otras modalidades, $19,76 \text{ m}^3/\text{m}^3$ o menos, dióxido de carbono. Cualquiera de estos números puede utilizarse para formar rangos adecuados. Por ejemplo, en una o más modalidades, la corriente 39 rica en agua y pobre en petróleo incluye de $2,13 \text{ m}^3/\text{m}^3$ o más a $23,33 \text{ m}^3/\text{m}^3$ o menos, en otras modalidades, de $10,86 \text{ m}^3/\text{m}^3$ o más a $21,37 \text{ m}^3/\text{m}^3$ o menos, y en otras modalidades, de $16,74 \text{ m}^3/\text{m}^3$ o más a $19,76 \text{ m}^3/\text{m}^3$ o menos, dióxido de carbono.

El contenido de dióxido de carbono dentro de la corriente 39 rica en agua y pobre en petróleo también puede denominarse un porcentaje del dióxido de carbono en relación con una corriente de proceso anterior (por ejemplo, la corriente 26). Por ejemplo, si una corriente de proceso anterior (por ejemplo, la corriente 26) incluye 141 scf de dióxido de carbono por BBL, y la corriente de salida del proceso de separación (es decir, la corriente rica en agua y pobre en petróleo 39) incluye 131 scf de dióxido de carbono por BBL, se puede decir que el contenido de dióxido de carbono en la corriente de salida es el 93 por ciento del dióxido de carbono en la corriente anterior (es decir, la corriente 26). En una o más modalidades, el contenido de dióxido de carbono en una corriente de salida (es decir, rica en agua, corriente pobre en petróleo 39) es 38 por ciento o más, en otras modalidades, 79 por ciento o más, en otras modalidades, 87 por ciento o más, del dióxido de carbono de una corriente de proceso anterior (es decir, la corriente 26).

Este contenido de dióxido de carbono de la corriente 39 pobre en petróleo y rica en agua también puede cuantificarse con base en una fracción de volumen de gas, que es la relación del caudal volumétrico de gas (por ejemplo, dióxido de carbono) al caudal volumétrico total. En una o más modalidades, la corriente de petróleo pobre en petróleo 39 tiene una fracción de volumen de gas de menos del 20%, en otras modalidades, menos del 15%, en otras modalidades, menos del 10%, en otras modalidades, menos de 5%, y en otras modalidades, de 8% a 10%.

Con base en la presencia de dióxido de carbono en la corriente a presión rica en agua 39, una o más bombas de inyección 34 pueden estar diseñadas para manejar problemas potenciales causados por el gas de dióxido de carbono, como la cavitación de un impulsor de bomba centrífuga. Esto puede incluir la fabricación de una o más bombas de inyección 34, particularmente los impulsores de estas, a partir de materiales de grado superior generalmente conocidos por la persona experta. Un material ejemplar de grado superior es la aleación de níquel, aluminio y bronce. En otras modalidades, una o más bombas de inyección 34, particularmente los impulsores de las mismas pueden estar hechas de acero inoxidable. Una o más modalidades también pueden incluir fabricar una o más bombas de inyección 34 con un tamaño particular para mitigar o eliminar cualquier problema causado por el dióxido de carbono. En una o más modalidades, una o más bombas de inyección 34 pueden ser bombas H o bombas de carcasa dividida.

Una o más bombas de inyección 34 pueden caracterizarse por la presión de funcionamiento de las mismas, particularmente la presión de entrada. En una o más modalidades, una o más bombas de inyección 34 tienen una presión de entrada de $2,63 \times 10^6$ Pa o menos, en otras modalidades, $2,49 \times 10^6$ Pa o menos, en otras modalidades, $1,72 \times 10^6$ Pa o menos, en otras modalidades, $1,37 \times 10^6$ Pa o menos, en otras modalidades, $1,03 \times 10^6$ Pa o menos, y en otras modalidades, $6,89 \times 10^6$ Pa o menos. En una o más modalidades, una o más bombas de inyección 34 tienen una presión de entrada de $1,37 \times 10^5$ Pa o más, en otras modalidades, $7,72 \times 10^6$ Pa o más, en otras modalidades, en otras modalidades, $1,03 \times 10^6$ Pa o menos, y en otras modalidades, $1,37 \times 10^6$ Pa o más. Cualquiera de estos números puede utilizarse para formar rangos adecuados.

Una o más bombas de inyección 34 pueden incluir una válvula de control de presión y un accionamiento de frecuencia variable (VFD) para controlar la velocidad de inyección de una o más bombas de inyección 34. Las válvulas de control de presión y los variadores de frecuencia son generalmente conocidos por los expertos en la materia. La válvula de control de presión puede utilizarse para evitar que una o más bombas de inyección 34 funcionen fuera de la envoltura operativa. El VFD puede utilizarse para variar la velocidad de una o más bombas de inyección 34. El VFD se puede utilizar para mantener un punto de ajuste de nivel de líquido en el separador de producción dentro de $\pm 10\%$.

Uno o más pozos de inyección 38 pueden ser cualquier ubicación adecuada para almacenar o utilizar una corriente rica en agua (por ejemplo, la corriente 36). En una o más modalidades, uno o más pozos de inyección 38 pueden ser un depósito agotado. En una o más modalidades, uno o más pozos de inyección 38 pueden ser un pozo de petróleo o gas abandonado. En una o más modalidades, uno o más pozos de inyección 38 pueden ser un depósito activo, por ejemplo, donde se desea particularmente la inundación de agua. En una o

más modalidades, uno o más pozos de inyección 38 pueden estar en la misma ubicación que uno o más pozos de producción de petróleo y gas 16.

De manera similar a la discusión anterior con respecto a la figura 2, las modalidades del proceso de separación 15B retienen niveles significativos del dióxido de carbono que se absorbe en la corriente 26 rica en líquido y pobre en gas dentro de la corriente 36 presurizada. Es decir, con base en la presión de operación elevada del proceso 15B, una cantidad apreciable de dióxido de carbono dentro de la corriente 26 rica en líquido y pobre en gas puede retenerse en la corriente 36 y posteriormente inyectarse en uno o más pozos de inyección 38. Aunque el contenido de dióxido de carbono de la corriente 26 rica en gas y pobre en gas puede variar según la composición de la corriente 17 y las condiciones del proceso del proceso 15B, las modalidades del proceso 15B retienen una cantidad significativa de dióxido de carbono de la corriente 26 dentro de la corriente 36 para inyección. En una o más modalidades, 70% o más, en otras modalidades, 80% o más, en otras modalidades, 90% o más, en otras modalidades, 92% o más, y en otras modalidades, 94% o más, del dióxido de carbono en la corriente 26 se retiene en la corriente presurizada 36. En estas u otras modalidades, hasta el 96% del dióxido de carbono en la corriente 26 se retiene en la corriente presurizada 36.

En una o más modalidades, la presión de operación elevada del proceso 15B que da lugar a la cantidad ventajosa de dióxido de carbono retenido en la corriente 36 puede incluir la presión de operación de la corriente de producción (es decir, la corriente 17 que continúa a la corriente 36) que se mantiene por encima de una presión predeterminada. En una o más modalidades, la presión de funcionamiento de la corriente de producción (es decir, la corriente 17 que continúa hasta la corriente 36) es superior a $1,03 \times 10^6$ Pa, en otras modalidades, superior a $1,37 \times 10^6$ Pa y en otras modalidades, superior a $1,72 \times 10^6$ Pa durante todo el proceso de separación 15B. Estas presiones elevadas sirven para retener una cantidad deseada de dióxido de carbono en la corriente de producción multifásica 17 y la corriente 26 dentro de la corriente presurizada 36. La cantidad deseada de dióxido de carbono retenido dentro de la corriente presurizada 36 se puede definir en términos de pies cúbicos estándar de dióxido de carbono (scf) por barriles (BBL) de fluido líquido total (por ejemplo, agua) (scf / BBL). En una o más modalidades, la corriente presurizada 36 es una corriente de agua que tiene 14,24 o más m^3/m^3 , en otras modalidades, 16,92 o más m^3/m^3 , en otras modalidades, 19,59 o más m^3/m^3 , en otras modalidades, 21,37 o más m^3/m^3 , y en otras modalidades, 23,15 o más m^3/m^3 , dióxido de carbono absorbido en el mismo. En estas u otras modalidades, la corriente presurizada 36 es una corriente de agua que tiene 26,76 o menos m^3/m^3 , en otras modalidades, 24,93 m^3/m^3 o menos, en otras modalidades, 21,37 o menos m^3/m^3 , y en otras modalidades, 17.81 o menos m^3/m^3 , dióxido de carbono absorbido en el mismo. Cualquiera de los números de punto final anteriores puede utilizarse para formar intervalos adecuados.

Con referencia adicional a la figura 3, en ciertas modalidades, la corriente de reciclaje 21 puede tomarse de una corriente de salida de la bomba de inyección 41. La corriente de reciclaje 21 puede utilizarse para proporcionar un caudal mínimo o deseado a través del proceso 15B, como cuando el caudal de la corriente 17 es bajo. La corriente de reciclaje 21 también se puede utilizar para mantener un nivel de líquido deseado en el separador de producción 22. Como tal, la corriente de reciclaje 21 puede incluir una señal de control de flujo (no mostrada) junto con una medición de nivel en el separador de producción 22.

Una o más modalidades incluyen un analizador de petróleo en agua 42 para medir la cantidad de petróleo en la corriente de salida de la bomba de inyección 41. Como se discutió anteriormente, la corriente 41 es la corriente de salida de la bomba con una corriente 39 pobre en petróleo y rica en agua como la corriente de entrada de la bomba. Como también se discutió anteriormente (con referencia a la corriente de salida de hidrociclón 32C), en una o más modalidades, la corriente 41 deseablemente incluye petróleo en una cantidad de 300 ppm o menos. Los analizadores adecuados para el analizador de petróleo en agua 42 son generalmente conocidos por el experto en la materia. Un analizador de petróleo en agua ejemplar 42 usa tecnología de fluorescencia para determinar cantidades de petróleo en agua en un rango de 0 a 500 partes por millón (ppm). El analizador 42 de petróleo en agua puede usarse como un control de calidad del proceso 15B para asegurar que la corriente 41 no incluya más de una cantidad deseada de petróleo.

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PATÍN

Con referencia a la figura 4, una o más modalidades de la invención incluyen un sistema 15C para llevar a cabo un proceso de separación. El sistema 15C, que también puede denominarse patín de separación 15C, puede incluir uno o componentes de los procesos 15, 15B discutidos anteriormente. Por ejemplo, como se muestra en la Fig. 4, el patín 15C incluye una tubería de entrada 101 con una brida 103 para asegurar el patín 15C a una brida del proceso y la tubería del proceso correspondiente (no se muestra en la Fig. 4). La brida de proceso y la tubería de proceso correspondiente pueden estar muy cerca de una batería de tanque existente, que puede definirse como 152.4 m (500 pies) o menos. Una vez acoplado con la brida del proceso y la tubería, la tubería de entrada 101 puede adaptarse para recibir un flujo de producción de un pozo de producción. En una o más modalidades, la corriente de producción puede proporcionarse a uno o más separadores de gas-líquido antes de proporcionarse a la tubería de entrada 101 para eliminar al menos la mayoría de la fase gaseosa. La corriente de producción que incluye petróleo, gas de hidrocarburo, dióxido de carbono y agua se puede proporcionar luego a uno o más separadores gas-líquido 22A, 22B para la separación de la fase gaseosa adicional dentro de la corriente de producción. Uno o más separadores de gas y líquido 22A, 22B separan la corriente de producción en una corriente rica en gas y pobre en líquido y

una corriente rica en líquido y pobre en gas 26. La corriente de producción pobre en gas y pobre en gas se proporciona a uno o más desagües 28A, 28B. Uno o más desagües 28A, 28B proporcionan una corriente pobre en petróleo rica en agua a uno o más hidrociclones 28C, 28D, 28E para una mayor separación del petróleo de la corriente rica en agua.

- 5 Uno o más separadores gas-líquido 22A, 22B, uno o más desagües 28A, 28B, y uno o más hidrociclones 28C, 28D, 28E pueden estar acoplados y provistos en una base de soporte 105. Como tal, el patín 15C puede transportarse fácilmente desde una primera ubicación a una segunda ubicación. La base de soporte 105, que también puede denominarse marco 105, puede incluir uno o más puntos de fijación para ganchos, cadenas o cables para facilitar el
- 10 transporte. La base de soporte 105 puede incluir una o más vigas longitudinales para facilitar el desplazamiento del patín 15C en su lugar en una ubicación particular.

DIVISORES DE FASE

- Con referencia a la figura 5, en ciertas modalidades de la invención, el uno o más separadores de gas-líquido 22 discutidos anteriormente (es decir, en la figura 3) incluye dos o
- 15 más divisores de fase 22C, 22D. Como se usa en este documento, el término "divisor de fase" puede referirse a aquellos aparatos que separan el gas del petróleo por gravedad usando dimensiones relativamente pequeñas (es decir, comparables a la tubería a la que está acoplado) y sin usar esquemas de control avanzados. Los divisores de fase también pueden denominarse ciclones de un solo paso donde un elemento de remolino genera un flujo ciclónico que genera
- 20 la fuerza requerida para establecer un núcleo de gas en el centro y una película líquida cerca de la pared de la tubería. El gas se puede extraer del centro y el líquido se puede extraer de la película anular. Debe apreciarse que los componentes y las corrientes restantes de la figura 3 (es decir, antes de la corriente 23 y posteriores a las corrientes 27A, 27B) también pueden utilizarse con la una o más modalidades de la figura 5 utilizando dos o más divisores de fase
- 25 22C, 22D.

SEPARADOR TRIFÁSICO

- Con referencia a la figura 6, en ciertas modalidades de la invención, el uno o más separadores de gas-líquido 22 discutidos anteriormente (es decir, en la figura 3) puede reemplazarse con uno o más separadores trifásicos 44. El separador trifásico 44 separa la
- 30 corriente 23 en una corriente rica en gas, pobre en líquido 24, una corriente rica en agua, pobre en petróleo 32E, y una corriente rica en petróleo, pobre en agua y pobre en gas 46. La corriente 32E rica en agua y pobre en petróleo puede separarse en una primera corriente 32A rica en agua y pobre en petróleo proporcionada al hidrociclón 28C y una segunda corriente 32B rica en agua y pobre en petróleo proporcionada al hidrociclón 28D, correspondiente a la figura 3. Como
- 35 debería apreciarse en la figura 6, la utilización de uno o más separadores trifásicos 44 puede reemplazar la necesidad de desagües 28A, 28B.

Como se discutió anteriormente, el hidrociclón 28C puede separar la corriente rica en agua y pobre en petróleo 32A en una corriente adicional rica en petróleo, pobre en agua y pobre en gas 30C y una corriente adicional rica en agua y pobre en petróleo 32C, y el hidrociclón 28D puede separar la corriente 32B rica en agua y pobre en petróleo en una corriente 30D adicional rica en petróleo, pobre en agua y pobre en gas 30D y una corriente adicional rica en agua y pobre en petróleo 32D. La corriente 46, pobre en gas, pobre en agua y rica en petróleo pueden proporcionarse una batería de tanque 33 para una mayor separación del agua y la utilización del petróleo como una corriente de petróleo crudo. Debe apreciarse que los componentes y las corrientes restantes de la figura 3 (es decir, antes de la corriente 23 y posteriores a las corrientes 30C, 30D, 32C, 32D) también pueden utilizarse con la una o más modalidades de la figura 6 utilizando uno o más separadores trifásicos 44.

VENTAJAS

DIÓXIDO DE CARBONO

Como se discute aquí, las modalidades de la invención retienen ventajosamente una cantidad significativa de dióxido de carbono en una corriente de entrada dentro de una corriente de salida posterior para la inyección del dióxido de carbono en el fondo del pozo.

CAPACIDAD DE LA BATERÍA DEL TANQUE

Con base en la falta de necesidad de acumular grandes cantidades de agua sobre el suelo, las modalidades de la presente invención pueden ser capaces de reducir la capacidad de una batería de tanque en comparación con los procesos conocidos para gestionar el dióxido de carbono en una corriente de producción. En una o más modalidades, un proceso de acuerdo con las modalidades de la invención puede reducir la capacidad requerida del tanque de una batería del tanque en más del 75%, en otras modalidades, más del 85%, en comparación con los procesos conocidos para gestionar el dióxido de carbono en un flujo de producción.

AHORRO DE COMPRESIÓN DE GAS

Con el objetivo de retener cantidades significativas de dióxido de carbono dentro de una corriente de inyección posterior, las modalidades de la presente invención pueden ser capaces de reducir los requisitos de compresión de gas en comparación con los procesos conocidos para gestionar el dióxido de carbono en una corriente de producción. Como se sabe generalmente, puede haber dos pasos de compresión de gas: un paso de compresión de baja presión y un paso de compresión de alta presión. Una o más modalidades de la presente invención pueden reducir los requisitos de compresión a baja presión en un 30% a 50% en comparación con los procesos conocidos para gestionar el dióxido de carbono en una corriente de producción.

Diversas modificaciones y alteraciones que no se apartan del alcance y espíritu de esta

invención serán evidentes para los expertos en la materia. Esta invención no debe limitarse debidamente a las modalidades ilustrativas expuestas aquí.