

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 501 968**

51 Int. Cl.:

**E21B 43/34** (2006.01)

**B01D 17/02** (2006.01)

**B01D 21/00** (2006.01)

**C02F 1/40** (2006.01)

**C02F 1/52** (2006.01)

**C02F 101/32** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **10.07.2008 E 08781597 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **02.07.2014 EP 2176517**

54 Título: **Sistemas y métodos para separar hidrocarburos de agua**

30 Prioridad:

**10.07.2007 US 948901 P**

**09.07.2008 US 170028**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:

**02.10.2014**

73 Titular/es:

**M-I LLC (100.0%)  
5950 NORTH COURSE DRIVE  
HOUSTON, TX 77072, US**

72 Inventor/es:

**MCEWEN, GREG y  
SHERWOOD, JOE**

74 Agente/Representante:

**DE ELZABURU MÁRQUEZ, Alberto**

ES 2 501 968 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín europeo de patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre concesión de Patentes Europeas).

**DESCRIPCIÓN**

Sistemas y métodos para separar hidrocarburos de agua

**Antecedentes de la invención**

Campo de la invención

5 Las realizaciones descritas en la presente memoria se refieren en general a sistemas y métodos para separar hidrocarburos de agua. Más específicamente, las realizaciones descritas en la presente memoria se refieren a sistemas y métodos para separar hidrocarburos de agua en plataformas de prospecciones petrolíferas submarinas. Aún más específicamente, las realizaciones descritas en la presente memoria se refieren a sistemas y métodos para separar hidrocarburos de agua usando un separador de tipo modular autónomo.

10 Técnica anterior

Las plataformas de prospecciones y producción petrolíferas submarinas usadas en la recuperación de hidrocarburos en estructuras subterráneas dispuestas debajo del océano incluyen frecuentemente una serie de miembros estructurales de soporte para soportar una zona de trabajo, así como componentes de la operación de recuperación. Durante la recuperación de hidrocarburos, se pueden verter a las zonas de trabajo sustancias potencialmente peligrosas y/o perjudiciales medioambientalmente, como hidrocarburos residuales, petróleo, grasas, fluidos de perforación, tensioactivos y otros contaminantes orgánicos. Estos fluidos también los pueden mezclar con agua, sólidos y productos de limpieza los operadores de la prospección petrolífera que limpian con mangueras la zona de trabajo durante operaciones normales de perforación. En algunas operaciones, las sustancias pueden ser vertidas directamente al océano originando potencialmente daños ecológicos significativos.

15 Como dichas sustancias pueden ser perjudiciales medioambientalmente si se vierten al agua del océano, en ciertas operaciones de prospecciones petrolíferas, la zona de trabajo se diseña para contener las sustancias procedentes del lavado en el mar. Frecuentemente, las zonas de trabajo en dichas operaciones se diseñan de modo que las sustancias se laven en recipientes o depósitos colectores, en los que se deja que el petróleo se separe del agua, de modo que el agua pueda ser bombeada retornándola al océano mientras que el petróleo se elimina de acuerdo con las regulaciones locales.

20 Cuando se usan técnicas para separar el petróleo de agua, las técnicas se basan en el tiempo de retención como mecanismo principal de separación. En dichos sistemas basados en un colector, hidrocarburos, como parafinas, grasas e hidrocarburos refinados, recubren eventualmente la superficie interior de los colectores cuando se evapora el agua. Así, cuando el agua evaporada se separa del colector, el agua puede incluir todavía porciones significativas de hidrocarburos. En dichos sistemas, típicamente el agua se descarga al mar mientras que los sólidos y los hidrocarburos sedimentan juntos y se descargan juntos. Frecuentemente estos recipientes de retención son grandes, ocupan un espacio significativo, cuando el espacio es muy valioso, y no proporcionan una separación adecuada del agua de hidrocarburos y sólidos.

25 En consecuencia, existe una necesidad persistente de sistemas y métodos para separar hidrocarburos de agua durante operaciones de prospecciones petrolíferas.

30 El documento US 6 427 848 B1 describe un sistema circulatorio de líquido de fabricación doble para una máquina de fabricación de descarga eléctrica, que tiene un sistema de separación de petróleo-agua del tipo de uno, dos o tres depósitos. El sistema de separación de petróleo-agua de un solo depósito utiliza un sensor de nivel del agua para controlar la conmutación de una válvula electromagnética y la descarga del líquido de fabricación de petróleo-agua desde una tubería de descarga de petróleo y una tubería de descarga de agua. El sistema de separación de petróleo-agua de dos depósitos dirige el líquido de fabricación a un depósito de filtración de modo que el líquido de fabricación entra en un depósito de almacenamiento de agua a través de una tubería de descarga de agua y el petróleo que flota fluye a un depósito de almacenamiento de petróleo desde una tubería de descarga de petróleo. El sistema de separación de petróleo-agua de tres depósitos incluye un depósito de filtración de agua y un depósito de filtración de petróleo con el depósito de filtración de agua dividido en dos depósitos por un panel de separación. El petróleo que flota en la capa superior de petróleo entra en un depósito de filtración de petróleo a través de una tubería de circulación y entra en el depósito de almacenamiento de petróleo a través de una tubería de descarga de petróleo.

35 El documento WO 93/19010 A1 describe un dispositivo para separar un líquido sobrenadante, en particular un contaminante líquido, por ejemplo petróleo, y un líquido, por ejemplo agua, que comprende un depósito receptor y un depósito de separación, estando el citado depósito receptor construido convenientemente junto con el citado depósito de separación, estando dividido el citado depósito de separación en una cámara de contaminante líquido y una cámara de líquido limpio, mientras que el citado depósito receptor está dividido en un espacio de líquido contaminado y un espacio de líquido limpio, estando separados entre sí el citado espacio de líquido limpio y el citado espacio de líquido contaminado pero como recipientes comunicantes todavía conectados.

El documento US 6 056 128 A describe un aglutinador para separar un primer componente líquido de una mezcla líquida de varios componentes, en el que el primer componente líquido tiene un peso específico menor que la mezcla líquida. El aglutinador comprende una carcasa generalmente rectangular que define una abertura de entrada y una abertura de salida y un recorrido de circulación entre ambas. Dentro de la carcasa hay una rejilla contenida en un cartucho desmontable y que incluye una pluralidad de placas paralelas inclinadas dispuestas a lo largo del recorrido de circulación para separar el primer componente líquido de la mezcla líquida. Una segunda abertura de líquido en comunicación con el recorrido de circulación mediante una salida origina que el primer componente líquido fluya a un recipiente separado. La mezcla líquida continúa fluyendo a través del aglutinador hasta que se separe todo el primer componente líquido.

### Compendio de la descripción

En un aspecto, las realizaciones descritas en la presente memoria se refieren a un sistema para separar hidrocarburos de agua, que incluye una entrada para recibir un fluido, incluyendo el fluido una fase acuosa y una fase de hidrocarburos. El sistema incluye también un depósito de separación que tiene un primer compartimento y un segundo compartimento, en el que el primer compartimento está configurado para recibir el fluido desde la entrada. Además, el sistema incluye una primera salida configurada para recibir la fase acuosa desde el primer compartimento, una segunda salida configurada para recibir la fase de hidrocarburos desde el segundo compartimento y una estructura soporte configurada para recibir la fase acuosa desde la primera salida y la fase de hidrocarburos desde la segunda salida. Además, la estructura soporte está conectada físicamente al depósito de separación y comprende una pluralidad de patas sustancialmente huecas configuradas para contener fluidos.

En otro aspecto, las realizaciones descritas en la presente memoria se refieren a un método para separar un fluido en una fase acuosa y una fase de hidrocarburos, como se define en la reivindicación 10.

Otros aspectos y ventajas de la invención serán evidentes a partir de la siguiente descripción y las reivindicaciones adjuntas.

### Breve descripción de los dibujos

La figura 1 es una vista en perspectiva lateral de un sistema para separar hidrocarburos de agua de acuerdo con realizaciones de la presente descripción.

La figura 2 es una representación esquemática frontal de un separador de acuerdo con realizaciones de la presente descripción.

La figura 3 es una representación esquemática lateral de un separador de acuerdo con realizaciones de la presente descripción.

La figura 4 es una vista desde arriba de un separador de acuerdo con realizaciones de la presente descripción.

La figura 5 es una vista en perspectiva de un separador de acuerdo con realizaciones de la presente descripción.

### Descripción detallada

En un aspecto, las realizaciones descritas en la presente memoria se refieren a sistemas y métodos para separar hidrocarburos de agua. Más específicamente, las realizaciones descritas en la presente memoria se refieren a sistemas y métodos para separar hidrocarburos de agua en plataformas de prospecciones petrolíferas submarinas. Aún más específicamente, las realizaciones descritas en la presente memoria se refieren a sistemas y métodos para separar hidrocarburos de agua usando un separador del tipo modular autónomo.

Con referencia a la figura 1, se muestra una vista en perspectiva lateral de un sistema para separar hidrocarburos de agua de acuerdo con realizaciones de la presente descripción. En esta realización, el separador 100 incluye un depósito de separación 101 dispuesto en una estructura soporte 102. El depósito de separación 101 está dividido en un primer compartimento 103 y un segundo compartimento 104, teniendo el primer compartimento 103 una entrada 105 para recibir un fluido. Como se ilustra, la entrada 105 puede incluir un rebosadero a través del cual puede pasar un fluido. Sin embargo, de acuerdo con otros aspectos de la presente descripción, la entrada 105 puede incluir una serie de tuberías, boquillas, válvulas u otros medios para controlar el flujo de un fluido al depósito de separación 101.

Inicialmente, el fluido que pasa a través de la entrada 105 puede incluir una fase acuosa, una fase de hidrocarburos y/o una fase densa. En la presente memoria, fase densa se refiere a una fase sólida, o a otra fase, que tiene suficiente densidad, viscosidad u otra propiedad que impida el paso a través del separador 100 sin ayuda alguna. En consecuencia, la fase densa puede incluir sólidos, materia en partículas, fluidos de viscosidad relativamente alta, hidrocarburos, lodos de perforación u otros materiales conocidos por los expertos en la técnica. El fluido puede ser inyectado desde un colector (no ilustrado) de la plataforma de prospecciones petrolíferas a un depósito colector o a un depósito de almacenamiento o puede ser alimentado por gravedad desde una plataforma superior o enviado directamente desde el piso de la plataforma de prospecciones petrolíferas, sala de agitadores oscilantes de sacudidas o cubierta de centrífuga. En ciertas realizaciones, el fluido puede incluir fluido de perforación que retorna

desde un pozo durante una operación de prospecciones petrolíferas, mientras que en otras realizaciones el fluido puede ser fluido que rebosa procedente de otros aspectos de la prospección. El origen específico del fluido a separar no significa una limitación en el alcance de la presente descripción y, como tal, los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que cualquier fluido que tenga una fase acuosa, una fase de hidrocarburos y/o una fase densa puede beneficiarse de los métodos y sistemas descritos en la presente memoria. En ciertas realizaciones, la entrada 105 puede estar configurada para impedir la inmersión del separador 100 durante mar de fondo y/o períodos de gran volumen de fluidos procedentes de alimentaciones por gravedad o bombas que incluyen un receptor "suave". Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que un receptor suave puede tener un rebosadero u otro diseño, de modo que sólo un volumen predeterminado de fluido puede ser inyectado al separador 100. Controlando el volumen de fluido que entra en el depósito separador 101, se puede conseguir un nivel más acorde de transparencia del agua.

El primer compartimento 103 del depósito de separación 101 incluye una pluralidad de pantallas 106 configuradas para proporcionar al fluido un flujo de aliviadero cuando aquél entra en el separador 100. Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que las pantallas pueden incluir cualquier estructura configurada para incrementar la superficie del depósito de separación 101, por lo que se incrementa la longitud del recorrido de circulación 107. Las pantallas 106 pueden extenderse cualquier profundidad en el primer compartimento 103 que consiga el deseado recorrido de circulación 107. Así, en ciertas realizaciones, las pantallas pueden extenderse, por ejemplo, menos del setenta y cinco por ciento o cincuenta por ciento o más del setenta y cinco por ciento de la profundidad total del primer compartimento 103. Ejemplos de diseños alternativos de las pantallas pueden incluir usar una serie de placas y válvulas para controlar el flujo de fluidos a través de aquellas. Sin embargo, también se pueden usar otros métodos de crear un recorrido del flujo de aliviadero conocidos por los expertos ordinarios en la técnica.

Inicialmente, el fluido a limpiar puede ser inyectado en el primer compartimento 103 de modo que se consiga un flujo de acuerdo con el recorrido de circulación 107. Para conseguir el recorrido de circulación 107, se pueden disponer una pluralidad de pantallas 106 en el primer compartimento 103 con una serie de secciones de compuertas 108. El diseño específico de las secciones de compuertas 108 puede variar de acuerdo con el tamaño y requisitos del separador 100. Sin embargo, en la realización mostrada, las secciones de compuertas 108 incluyen una sección inferior en extremos opuestos de las pantallas correspondientes 106. Como tal, el fluido puede entrar en el primer compartimento 103 a través de la entrada 105 y seguir el recorrido de circulación 107. El recorrido de circulación 107 ilustrado puede incluir un recorrido de forma sinuosa o, en otros aspectos, puede incluir otros recorridos que incrementen el tiempo que el fluido permanece en el primer compartimento 103. Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que cuanto más tiempo permanece el fluido en el primer compartimento 103, se puede producir mayor separación de hidrocarburos de agua. Adicionalmente, cuanto más tiempo permanezca el fluido en el primer compartimento, mayor cantidad de fase densa puede caer/gotear de la fase acuosa. Así, el tiempo que el fluido permanezca en el primer compartimento 103 puede determinar el nivel de fase densa retirada así como el nivel de separación de hidrocarburos.

De acuerdo con otros aspectos de la presente descripción, el separador 100 puede incluir otros métodos para controlar el tiempo que el fluido permanece en el primer compartimento 103. Por ejemplo, en realizaciones alternativas, las pantallas 106 pueden extenderse por todo el ancho del depósito de separación 101 y pueden incluir una pluralidad de válvulas de seguridad (no ilustradas). En dicho diseño, las válvulas de seguridad pueden controlar el caudal del fluido a través del primer compartimento 103. Como tal, el operador de la prospección petrolífera puede determinar y/o cambiar el caudal de acuerdo con los requisitos de la operación de separación.

Como se ilustra, el separador 100 incluye cinco pantallas en el primer compartimento 103 y el primer compartimento 103 constituye aproximadamente la mitad del volumen total del depósito de separación 101. Sin embargo, en otras realizaciones, el primer compartimento 103 puede constituir un volumen mayor del depósito de separación 101 como, por ejemplo, setenta por ciento, setenta y cinco por ciento o noventa por ciento, en volumen, del depósito de separación. Incrementando el volumen relativo del primer compartimento 103 con respecto al segundo compartimento 104, los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que se puede incrementar el nivel de separación de hidrocarburos/agua. Adicionalmente, incrementando el volumen del primer compartimento 103, se pueden incluir pantallas adicionales 106 para incrementar la longitud del recorrido de circulación 107. Incrementando la longitud del recorrido de circulación 107 y el tiempo que el fluido permanece en el primer compartimento 103, se puede conseguir un grado mayor de separación y goteo de la fase densa.

Como el fluido cae a la última sección con pantalla del primer compartimento 103, se configura una primera salida 109 para retirar del primer compartimento 103 la fase acuosa. La primera salida 109 puede incluir una tubería con forma de U, J o S que se extiende en la última sección con pantalla por debajo del nivel de hidrocarburos/agua y separa el agua del primer compartimento 103, permitiendo que los hidrocarburos permanezcan separados encima de la fase acuosa. En ciertas realizaciones, se puede ajustar el nivel de la fase acuosa accionando una válvula exterior con lo que se ajusta el flujo de la fase de hidrocarburos en el segundo compartimento 104. Sin embargo, en realizaciones alternativas, se puede regular el flujo de la fase acuosa con una zona de caída de agua dispuesta entre el primer compartimento 103 y la primera salida 109. La zona de caída de agua permite que la fase acuosa rebose del primer compartimento 103 después de pasar a la primera salida 109 a través de un aliviadero inferior para su retirada. Adicionalmente, la zona de caída de agua puede incrementar la separación de la fase acuosa de la fase de hidrocarburos con lo que disminuye más la cantidad de fase de hidrocarburos en la fase acuosa.

Separando del primer compartimento 103 la fase acuosa y permitiendo que la fase de hidrocarburos permanezca en el primer compartimento 103, se puede retirar del depósito de separación 101 la fase acuosa sustancialmente limpia mientras que se deja que la fase de hidrocarburos fluya al segundo compartimento 104. Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que, en realizaciones alternativas, en el depósito separador 101 puede haber varias primeras salidas 109 de modo que una salida puede recibir un flujo de fase acuosa desde un nivel más bajo del depósito separador 101 mientras que otra salida recibe un flujo de fase acuosa desde un nivel medio del separador 101. Proporcionando varias primeras válvulas 109, la fase acuosa puede ser separada del depósito separador con mayor control por lo que se incrementa más la transparencia y eficiencia del separador 100. Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que, en ciertas realizaciones, el separador 100 puede tener varias primeras válvulas 109 que incluyen tuberías con forma de J, U o S.

Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán además que cuando la fase de hidrocarburos fluye al segundo compartimento 104, también puede entrar en el segundo compartimento 104 un volumen de agua. En ciertas realizaciones, el volumen de agua que entra en el segundo compartimento 104 puede ser mayor que el volumen de la fase de hidrocarburos. Sin embargo, aún cuando en el segundo compartimento 104 entre un volumen de fase acuosa mayor que la fase de hidrocarburos 104, los hidrocarburos todavía permanecerán relativamente separados de la fase acuosa. Adicionalmente, ajustando el caudal de la fase acuosa a través de la primera salida 109 se puede controlar el caudal de la fase de hidrocarburos al segundo compartimento 104. Como tal, también se puede regular el volumen de fase acuosa que fluye al segundo compartimento 104 por encima de la última sección con pantalla.

Para controlar el caudal de fase acuosa a través de la primera salida 109, el conducto incluido en la primera salida 109 puede tener una o más válvulas que se pueden ajustar para proporcionar el caudal óptimo a través de aquella. En ciertas realizaciones, la fase acuosa puede ser aspirada desde el primer compartimento 103 mientras que, en otras realizaciones, se pueden conectar bombas a la primera salida 109 para facilitar el flujo de la fase acuosa. Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que, en ciertas realizaciones, la primera salida 109 puede estar conectada hidráulicamente a una primera bomba 110, a una segunda bomba 111 o a ambas bombas 110 y 111. Como tal, se puede controlar/regular el flujo de la fase acuosa procedente del depósito de separación.

En algunas realizaciones, la primera salida 109 también puede incluir uno o más sensores para determinar, por ejemplo, el caudal de fase acuosa a través de la primera salida 109 y/o la densidad del fluido que fluye a través de ella. En otras realizaciones, se pueden incluir sensores para determinar el nivel de la fase de hidrocarburos con respecto al de la fase acuosa. Ejemplos de sensores que se pueden usar con la primera salida 109 incluyen sensores de densidad, sensores de conductividad, sensores de nivel y sensores de caudal. Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que también se pueden incluir sensores en la última sección con pantalla del depósito de separación 101 a lo largo de una porción hueca 112 del primer compartimento 103, o en el segundo compartimento 104. La pluralidad de sensores puede proporcionar así al operador de la plataforma de prospecciones petrolíferas caudales de fluidos, fase de hidrocarburos y fase acuosa, así como proporcionar información que se puede usar para determinar la localización del nivel de separación de hidrocarburos/agua. Dichos sensores pueden proporcionar al operador de la plataforma de prospecciones petrolíferas los datos necesarios para optimizar el caudal de fase acuosa que sale a través de la salida 109, así como el caudal de fluido en el segundo compartimento 104. En ciertas realizaciones, la pluralidad de sensores puede estar conectada, por ejemplo, a un controlador lógico programable ("PLC") de modo que el operador de la plataforma de prospecciones petrolíferas pueda calcular los caudales, etc. También en otras realizaciones, los sensores pueden estar conectados a un ordenador o a otro dispositivo capaz de anotar datos y proporcionar al operador de la plataforma de prospecciones petrolíferas datos que indican caudales de fluidos a lo largo del tiempo, volumen recogido de fase de hidrocarburos y/o de fase acuosa, así como datos indicativos de la eficiencia del separador 100 o de componentes de éste. Dichos datos pueden ser almacenados localmente en una memoria configurada para ser usada por el PLC o el ordenador o pueden ser almacenados/analizados remotamente, como por gestión de sustancias residuales o software de prospecciones petrolíferas.

También con referencia a la figura 1, después de que la fase acuosa se haya separado del primer compartimento 103 a través de la primera salida 109, el fluido es transportado por tubería a la estructura soporte 102. Como se ilustra, en esta realización, la estructura soporte 102 incluye una pluralidad de patas sustancialmente huecas configuradas para contener fluidos. Cuando la fase acuosa entra en la estructura soporte 102, la fase acuosa puede ser transportada entre una pluralidad de patas 113 de la estructura soporte 102. Así, se puede usar una o más patas 113 para almacenar la fase acuosa hasta que la fase acuosa sea descargada al mar o usada en otros aspectos de la operación de prospección petrolífera. Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que el número de patas 113 usadas para almacenar la fase acuosa puede variar de acuerdo con el volumen de la fase acuosa separada del depósito de separación 101. Sin embargo, en ciertos aspectos, pueden ser preferibles patas 113 capaces de contener cada una por lo menos  $0,08 \text{ m}^3$  de fase acuosa. En dicha realización, el volumen de la fase acuosa almacenada puede incluir por lo menos  $0,16 \text{ m}^3$  si el operador de la plataforma de prospecciones petrolíferas usa por lo menos dos patas 103 para almacenar la fase acuosa. En otras realizaciones, puede ser preferible almacenar más fase acuosa y, entonces, se pueden usar tres o incluso cuatro patas 113 para almacenar la fase acuosa. Para evitar contaminación de la fase acuosa almacenada en las patas 113 y/o daño a las propias patas 113, los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que las patas 113 pueden estar recubiertas con un material que evite, por ejemplo, la oxidación de las patas.

En las patas 113 puede haber una pluralidad de purgas 114. Las purgas 114 se pueden usar para disminuir la presión en el interior de las patas 113 o en la estructura soporte 102 o para evitar que se produzca un aumento de la presión. Las patas 113 pueden incluir también una pluralidad de puntos de elevación 115 dispuestos, por ejemplo, en la parte superior de las patas 113 para permitir mover el separador 100 en o fuera de la plataforma de prospecciones petrolíferas.

Después de que los hidrocarburos y el agua residual hayan pasado desde el primer compartimento 103 al segundo compartimento 104, se deja que los hidrocarburos tengan un tiempo adicional de sedimentación. Dicho tiempo adicional de sedimentación puede permitir una separación más discreta y un nivel más definido de hidrocarburos con respecto al de la fase acuosa. Para ayudar a dicha separación, se pueden incluir pantallas secundarias 116. Las pantallas secundarias 116 pueden disminuir la velocidad de paso del fluido a través del segundo compartimento 104 por lo que proporcionan más tiempo para permitir que los hidrocarburos se separen de la fase acuosa. Adicionalmente, las pantallas secundarias 116 pueden incrementar el recorrido de circulación del fluido a través del segundo compartimento 104 por lo que proporcionan tiempo adicional para que se separen del fluido sólidos residuales.

Cuando la fase de hidrocarburos se haya separado adecuadamente de la fase acuosa, se puede abrir una de una pluralidad de válvulas 117 (esto es, salidas secundarias) para dejar que la fase de hidrocarburos salga del segundo compartimento 104. Como se ilustra, las válvulas 117 están situadas a niveles diferentes por lo que, cuando los hidrocarburos se separan del segundo compartimento 104, la fase acuosa residual puede ser retenida en el segundo compartimento 104. Cuando los hidrocarburos salen a través de las válvulas 117, se pueden recoger en el conducto 118. Como se ilustra, el conducto 118 puede incluir tuberías anguladas por lo que permite que los hidrocarburos caigan por gravedad a una de las patas 113 para su almacenamiento. En otras realizaciones, el conducto 118 puede alimentar a varias patas 113 o a un recipiente separado de almacenamiento (no ilustrado). Las patas 113 pueden incluir una pluralidad de conmutadores de modo que las patas 113 se llenan con hidrocarburos y/o fase acuosa. Cuando se alcance un punto de nivel alto, un conmutador puede activar un solenoide eléctrico dejando aire en la bomba 110/111 asociada con la pata respectiva 113. La fase de hidrocarburos y/o la fase acuosa pueden ser bombeadas retirándolas del separador 100. Igualmente, cuando se alcance un nivel bajo, un segundo conmutador puede parar la bomba 110/111 interrumpiendo la separación del fluido asociado de las patas 113. Así, se puede automatizar la retirada de fase de hidrocarburos y de fase acuosa de las patas 113.

Con referencia ahora a la figura 2, se muestra una representación esquemática frontal de un separador 200 de acuerdo con realizaciones descritas en la presente memoria. En esta realización, el separador 200 incluye un depósito de separación 201 y una estructura soporte 202 que tiene una pluralidad de patas 213.

Esta vista frontal ilustra también una primera salida 209 para separar fase acuosa del depósito de separación 201 dispuesta al menos parcialmente en el depósito de separación 201. Como se ilustra, la primera salida 209 se extiende en el depósito de separación por debajo de un nivel de fluido 219 (opuesto al nivel del aliviadero 220). Cuando el operador de la plataforma de prospecciones petrolíferas determina que se separa de los hidrocarburos fase acuosa y que se ha eliminado del fluido suficiente fase densa, el operador puede accionar una primera válvula de salida (no ilustrada independientemente) para empezar a separar fase acuosa del depósito de separación 201 a lo largo del recorrido de circulación 221. La fase acuosa se separa así del depósito de separación 201 a las tuberías exteriores 222 y a la pata 213a. Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que, en otras realizaciones, las tuberías exteriores 222 pueden no ser necesarias y, como tal, la primera salida 209 puede dejar que la fase acuosa sea separada directamente de los depósitos de separación 201 a la pata 213a.

Igualmente, cuando el operador de la plataforma de prospecciones petrolíferas determine que se pueden separar hidrocarburos del depósito de separación 201, se puede accionar una de una pluralidad de válvulas 217 para permitir el flujo de hidrocarburos a través de aquella. Los hidrocarburos se pueden separar del depósito de separación 201 a través de las válvulas 217 a un conducto 218. Los hidrocarburos pueden fluir después a lo largo del recorrido 223 a la pata 213b a su almacenamiento.

Como se ha descrito anteriormente, las patas 213 así como otras secciones de la estructura soporte 202 se pueden usar para el almacenamiento de hidrocarburos, fase acuosa y/u otros fluidos. En esta realización, la estructura soporte sustancialmente hueca 202 usa las patas 213 y las secciones inferiores 224 de la estructura soporte como recipientes de almacenamiento de los productos separados. Cuando el operador de la plataforma de prospecciones petrolíferas determina que uno de los productos separados (hidrocarburos o fase acuosa) se ha de separar del separador 200, se puede accionar una de la primera bomba 210 o la segunda bomba 211. En esta realización, al accionar la primera bomba 210 se puede separar fase acuosa de la pata 213a y de la sección inferior 224a de la estructura soporte a través de la abertura 225a. Igualmente, al accionar la segunda bomba 211 se puede separar fase de hidrocarburos de la pata 214b y de la sección inferior 224b de la estructura soporte a través de la abertura 225b. En consecuencia, se puede bombear a través de una abertura de descarga (no mostrada) fase de hidrocarburos o fase acuosa desde la estructura soporte 202 y desde el separador 200. En una realización, la fase acuosa recuperada puede ser bombeada a equipo de procesamiento secundario para un lavado adicional, a pozos activos o al mar (si lo permiten las regulaciones medioambientales locales). Los hidrocarburos recuperados pueden ser bombeados a pozos activos, a equipo de procesamiento adicional (como centrífugas o agitadores oscilantes de sacudidas) o a recipientes de evacuación.

5 Durante el funcionamiento del separador 200, una de las bombas 210 ó 211 se puede averiar o se puede poner fuera de servicio. Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que como las bombas 210 y 211 pueden estar conectadas hidráulicamente, la bomba 211, que típicamente se usa para separar fase de hidrocarburos, también se puede usar para separar fase acuosa. Igualmente, la bomba 210, que típicamente se usa para separar fase acuosa, también se puede usar para bombear hidrocarburos. Como las bombas 210 y 211 comparten conexiones fluidas con el depósito de separación 201 y con la estructura soporte 202, las bombas se pueden usar al mismo tiempo, de modo que se pueden separar simultáneamente de la estructura soporte 202 fase de hidrocarburos y fase acuosa (a separadores 200 con varias aberturas de descarga).

10 Con referencia a la figura 3, se muestra una vista lateral de un separador 300 de acuerdo con realizaciones de la presente descripción. En esta realización, el separador 300 incluye un depósito de separación 301 y una estructura soporte 302 que tiene patas 313. El depósito de separación 301 está dividido en un primer compartimento 303 y un segundo compartimento 304. Una pluralidad de pantallas 306 puede proporcionar un recorrido de circulación sustancialmente sinuoso a través del primer compartimento 303, como se ha descrito con respecto a la figura 1.

15 Como se ha descrito anteriormente, cuando los fluidos se desplazan a través del primer compartimento 303, se puede caer de los fluidos una fase densa que puede estar atrapada en el fluido y que incluye, por ejemplo, detritos de sondeo. La fase densa se puede entonces recoger en una parte de recogida 326 del primer compartimento 303. Como se ilustra, la parte de recogida 326 puede incluir una sección angulada configurada para facilitar el movimiento de la fase densa a través del primer compartimento 303 hacia una salida de fase densa 327. Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que el ángulo de la parte de recogida 326 puede variar de acuerdo con el tipo de fase densa a recoger o de los requisitos de la operación de separación. En algunas realizaciones, ángulos inclinación de por ejemplo, 15, 30 o 60° pueden ser suficientes para facilitar el flujo de la fase densa hacia la salida de fase densa 327. Sin embargo, en otras realizaciones, el ángulo de inclinación puede ser mayor que 15° o mayor que 60°. Así, cuando la fase densa se separa del fluido, la fase densa es transportada a la parte de recogida 326 por lo que el operador de la plataforma de prospecciones petrolíferas puede abrir una válvula 328 en la salida 327 para descargar del depósito de separación 301 la fase densa. La separación de dicha fase densa del depósito de separación 301 se puede producir mediante sedimentación por gravedad o ayudada, por ejemplo, por la bomba 310.

20 Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que determinar cuándo se ha de descargar de la parte de recogida 326 la fase densa puede ser una decisión del operador de la plataforma de prospecciones petrolíferas, seguida de la actuación manual de la válvula 328 o de una pluralidad de diversas válvulas de toma de muestras de nivel. Sin embargo, en realizaciones alternativas, puede haber una pluralidad de sensores (no ilustrados) en la parte de recogida 326 o en la salida 327 para proporcionar datos indicativos del nivel de la fase densa en la parte de recogida 326. Ejemplos de sensores que se pueden usar incluyen sensores de conductividad, celdas de carga o sensores de nivel. En un sistema que use sensores para determinar el nivel de llenado de la parte de recogida 326, los sensores pueden estar conectados funcionalmente a un PLC o a un ordenador para la recogida de datos y/o procesamiento de dichos datos. El separador 300 que incluye un PLC puede así informar al operador de la plataforma de prospecciones petrolíferas sobre el tiempo óptimo para descargar la fase densa proporcionando al operador señales visuales o acústicas. Alternativamente, en ciertas realizaciones, el separador 300 puede establecer un ciclo de descarga abriendo la válvula 328 durante un intervalo de tiempo definido.

30 También con referencia a la figura 3, se ilustra una primera salida 309 que se extiende en el primer compartimento 303. Cuando se separa fase acuosa del primer compartimento 303 a través de la primera salida 309, la fase acuosa puede desplazarse a lo largo de un conducto exterior 322 hasta una pata sustancialmente hueca 313. La primera salida 309 también puede incluir una o más válvulas (no ilustradas independientemente) que se pueden activar manual o automáticamente para controlar el flujo de fase acuosa desde el primer compartimento 303 hasta las pata 313. Como se ha descrito anteriormente, se puede configurar un PLC o un ordenador para determinar el nivel de separación de hidrocarburos/agua en el primer compartimento 303, de modo que la fase acuosa pueda ser descargada óptimamente del primer compartimento 303. Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que, en general, cuando se está descargando la fase acuosa a través de la primera salida 309, la válvula 328 que controla la descarga de fase densa debe permanecer cerrada. Igualmente, cuando se está descargando la fase densa a través de la salida 327, no se debe descargar fase acuosa a través de la primera salida 309. Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán además que en los separadores 300 que tienen PLC u ordenadores, se pueden regular los ciclos de descarga de fase densa, fase acuosa y fase de hidrocarburos de modo que se mantengan niveles óptimos de fluidos en el depósito de separación 301.

35 Con referencia a la figura 4, se muestra una vista desde arriba de un separador 400 de acuerdo con realizaciones de la presente descripción. En esta realización, el separador 400 incluye un primer compartimento 403 y un segundo compartimento 404 de un depósito de separación (no referenciado independientemente). Se puede inyectar un fluido por la entrada 405 al primer compartimento 403, en el que una pluralidad de pantallas 406 puede dirigir el flujo de fluidos de prospección a través del primer compartimento 403 a lo largo del recorrido 407. Cuando el fluido sigue el recorrido 407, una fase densa puede gotear del fluido y ser descargada a través de la salida 427. Mientras la fase densa gotea del fluido, de la fase acuosa se pueden separar hidrocarburos atrapados en el fluido, de modo que la fase acuosa puede ser separada del primer compartimento 403 a través de la salida 409.

En esta realización, el recorrido de circulación del aliviadero 407 origina que el fluido se desplace por lo menos cinco veces por todo el ancho del separador 400. En un aspecto, el separador 400 que tiene un depósito de separación que tiene una anchura de 1,5 metros puede así proporcionar un recorrido de circulación del aliviadero 407 de 7,5 metros. Como se ha discutido anteriormente, incrementando la longitud del recorrido de circulación del aliviadero 407, se puede incrementar el tiempo que el fluido permanece en el primer compartimento 403, con lo que se incrementa el volumen de fase densa que gotea del fluido así como se incrementan los hidrocarburos separados de la fase acuosa. Después de que la fase de hidrocarburos haya pasado a través de la quinta pantalla/aliviadero y haya entrado en el segundo compartimento 404, se pueden separar los hidrocarburos abriendo una de las válvulas 417. Como cierto volumen de fase acuosa residual puede fluir al segundo compartimento 404, se pueden incluir pantallas secundarias 416 en el segundo compartimento para proporcionar al fluido más tiempo en el segundo compartimento 404. Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que las pantallas secundarias 416 pueden no ser necesarias y, en las realizaciones que no tienen pantallas secundarias 416, el petróleo puede ser separado directamente del segundo compartimento sin tiempo adicional de sedimentación.

En ciertas realizaciones, se pueden añadir características adicionales al separador 400 para aumentar más la recuperación de fase de hidrocarburos y de fase acuosa. En un aspecto, se puede incluir en el segundo compartimento una salida adicional de fase acuosa (no ilustrada independientemente) para proporcionar la descarga de fase acuosa residual que entra en el compartimento con hidrocarburos. Dicha salida adicional de fase acuosa puede ser enviada por tubería a la primera salida 409, de modo que se puede recoger esa fase acuosa adicional.

Características de diseño adicionales que se pueden incluir en las realizaciones descritas en la presente memoria incluyen cubiertas para el depósito de separación y conducto de hidrocarburos, drenajes de limpieza de hidrocarburos, para eliminar por lavado hidrocarburos de la estructura soporte, y tuberías de aspiración que permiten a las bombas separar hidrocarburos y/o agua que pueda haber caído en una almohadilla de goteo debajo del depósito de separación. Dichas características pueden permitir recoger hidrocarburos y fase acuosa adicionales con lo que se incrementa la limpieza de la operación de separación.

En realizaciones alternativas, se pueden variar elementos de diseño específicos de la presente descripción para intensificar más la separación de hidrocarburos, agua y/o una fase densa de un fluido. Con referencia a la figura 5, se muestra una vista en perspectiva de un separador 500 de acuerdo con una realización de la presente descripción. En esta realización, el separador 500 incluye un depósito de separación 501 que tiene varios compartimentos (no mostrados). El separador 501 también tiene una entrada 505 para recibir un fluido. En esta realización, la entrada 505 es un conducto que incluye una parte receptora 530, como una parte receptora de 25,4 cm. Configurada para recibir un flujo de fluido procedente de un sistema de tuberías de drenaje de, por ejemplo, una sala de agitación y/o el suelo de una prospección petrolífera. La geometría de la parte receptora 530 puede permitir al separador 500 recibir un flujo de fluidos procedente de tuberías de drenaje de varios diámetros así como proporcionar un espacio de aire entre el final de una tubería de drenaje y la parte receptora 530, por lo que se evita que el separador 500 quede presurizado.

Tras la entrada en el depósito de separación 501, el fluido se separa en una fase densa, fase de hidrocarburos y fase acuosa, como se ha descrito con respecto a las figuras 1-4. Como se ha descrito anteriormente, la fase densa puede sedimentar en una parte de recogida de fase densa 531 del depósito de separación 501 mientras que la fase de hidrocarburos y la fase acuosa salen del separador 500 o entran en una parte de la estructura soporte 502, como una pata 513, del separador 500.

En esta realización, el separador 500 incluye tres bombas (por ejemplo, bombas de diafragma de aire), configurada una primera bomba 510 para separar del separador la fase acuosa, configurada una segunda bomba 511 para separar del separador la fase de hidrocarburos y configurada una tercera bomba 532 para separar del separador la fase densa. Así, en esta realización, cada fase incluye una bomba dedicada diseñada para la separación de una fase discreta de hidrocarburos, agua o material denso. Durante el funcionamiento, cada bomba puede ser controlada por un solenoide eléctrico que abre o cierra una válvula de aire que alimenta a la bomba, con lo que se permite que la bomba se ponga en marcha o se pare por el cierre de contacto de un conmutador asociado. Para determinar el nivel de fase densa en el depósito de separación 501 y/o en el compartimento de recogida de fase densa 531, puede haber un conmutador de nivel de la fase densa 533 en el depósito de separación 501 y/o en el compartimento de recogida de fase densa 531. Así, cuando la fase densa se acumule en el compartimento de recogida 531, el conmutador de nivel de la fase densa 533 puede detectar un nivel de la fase densa y, cuando la fase densa alcance un nivel predeterminado, el conmutador de nivel de la fase densa 533 puede cerrar el circuito a la bomba 532 con lo que se permite que la fase densa sea separada del separador 500. Ejemplos de conmutadores de nivel que se pueden usar de acuerdo con las realizaciones descritas en la presente memoria incluyen sensores de nivel de líquido de varios puntos, como el MS50 disponible comercialmente de K-TEK Corporation, Prairieville, Louisiana.

Además del conmutador de nivel de la fase densa 533, el separador 500 también puede incluir conmutadores de nivel de hidrocarburos y agua dispuestos en el separador 500 y/o en la estructura soporte 502 de modo que, cuando el nivel de hidrocarburos y/o agua en el separador 500 alcance valores predeterminados, los conmutadores pueden cerrar el circuito a las bombas asociadas 510 y 511 con lo que se permite separar del separador hidrocarburos y/o agua. Como los puntos de referencia pueden ser determinados por adelantado, se puede automatizar la separación de hidrocarburos, agua y/o fase densa en el separador 500. Además, las tres bombas 510, 511 y 532 están

interconectadas por un sistema de tuberías 534 con lo que se permite que cualquiera de las bombas 510, 511 y/o 532 separen hidrocarburos, agua y/o fase densa. Así, si una o más de las bombas 510, 511 y/o 532 puede quedar fuera de servicio, el operador puede poner el separador 500 en modo de bypass con lo que se permite, por ejemplo, que la bomba de la fase densa 532 separe del separador hidrocarburos y/o agua. Este diseño puede así permitir que el separador 500 funcione incluso si una o más de las bombas 510, 511 y/o 532 puedan quedar fuera de servicio.

Dependiendo de los requisitos de funcionamiento, las bombas 510, 511 y/o 532 pueden suministrar el agua, hidrocarburos y fase densa a varias posiciones en una prospección petrolífera para su reutilización o evacuación. Por ejemplo, en ciertas realizaciones, la fase acuosa puede ser enviada al sistema de agua no potable de la prospección petrolífera para su reutilización. Adicionalmente, la fase acuosa puede ser reutilizada en el sistema de lodos activos para formar lodo nuevo o puede ser enviada al mar para su evacuación. La fase de hidrocarburos puede ser enviada a un aparato de separación, como agitadores oscilantes de sacudidas, y devuelta después al sistema de lodos activos o, alternativamente, puede ser centrifugada in situ. La fase densa, que puede incluir emulsiones procedentes del suelo de la prospección petrolífera y de la sala de agitadores oscilantes de sacudidas, puede ser bombeada del sistema a un aparato de separación, como un agitador oscilante de sacudidas de malla fina, y devuelta después al sistema activo. Adicionalmente, la fase densa puede ser enviada a una centrifuga y/o secador de detritos de sondeo antes de su retorno al sistema activo o evacuación.

En funcionamiento, se inyecta en el separador un fluido que contiene hidrocarburos, una fase acuosa y una fase densa. Después de haber inyectado el fluido, éste pasa a través de una pluralidad de pantallas para incrementar el tiempo de permanencia del fluido en los depósitos de separación con lo que se incrementa la probabilidad de que la fase densa caiga/gotee del fluido. En ciertas realizaciones, el fluido puede pasar a lo largo de un recorrido de circulación generalmente sinuoso con lo que se permite que la fase densa se separe del fluido y los hidrocarburos formen una capa encima de la fase acuosa. Después de que los hidrocarburos hayan sido separados sustancialmente de la fase acuosa, ésta puede ser separada del depósito de separación a una estructura soporte sustancialmente hueca para su almacenamiento antes de su descarga. Mientras la fase acuosa es separada a la estructura soporte, la fase de hidrocarburos también puede ser separada a una estructura soporte sustancialmente hueca. Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que, en ciertas realizaciones, la fase acuosa y la fase de hidrocarburos pueden ser separadas simultáneamente mientras que, en otras realizaciones, cada fase puede ser separada independientemente de la otra.

Durante el funcionamiento, una fase densa puede ser descargada del separador por la acción de una bomba. Las bombas se pueden usar así para bombear la fase densa, la fase acuosa o la fase de hidrocarburos procedentes de un componente del separador. Los productos de la operación pueden ser bombeados, por ejemplo, al mar, a operaciones de limpieza corriente abajo, pozos activos, pozos de separación, agitadores oscilantes de sacudidas, centrifugas, dispositivos de filtración u otros componentes de una operación de prospección petrolífera, como es bien conocido en la técnica. Adicionalmente, durante operaciones de limpieza, descarga, bombeo o separación, se puede purgar gas procedente de uno o más miembros de la estructura soporte para evitar un aumento de la presión.

Para incrementar la eficiencia de la operación de separación, se pueden usar PLC y ordenadores para determinar la capacidad de fase densa, fase acuosa o fase de hidrocarburos. Estas mediciones y determinaciones se pueden hacer en el depósito de separación, durante la descarga, o en cualquier otra parte de la operación. En ciertas realizaciones que no usan sensores, PLC ni ordenadores, el operador de la plataforma de prospecciones petrolíferas puede accionar manualmente las bombas y/o válvulas para controlar el flujo de fase densa, agua y/o hidrocarburos. Para ayudar a determinar los niveles de dichos productos, se pueden añadir características de diseño adicionales a partes del separador. Ejemplos de características de diseño adicionales pueden incluir, por ejemplo, ventanas en el depósito de separación para que se pueda observar el nivel de llenado y ventanas en la estructura soporte para poder determinar la capacidad de la estructura soporte, ajustes de la transparencia del agua exterior, ajustes de la transparencia del nivel de aceite exterior y capacidades de automatización.

Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que los separadores de acuerdo con las realizaciones descritas en la presente memoria pueden ser un componente de sistemas de gestión medioambiental/de sustancias de desecho. Como tales, los fluidos que se extienden por el separador pueden ser descargados a dispositivos adicionales de gestión de sustancias de desecho. Además, en ciertas realizaciones, el fluido que entra en el separador puede haber sido sometido previamente a ciertas operaciones de acondicionamiento para intensificar más la separación de hidrocarburos de agua y el goteo de una fase densa del agua. Ejemplos de acondicionamiento incluyen añadir tensioactivos y/o floculantes al fluido antes de la separación. Estos acondicionadores puede incrementar así el volumen de fase densa e hidrocarburos separados del fluido. Los expertos ordinarios en la técnica apreciarán que también se pueden usar acondicionadores adicionales en lugar o además de los descritos para intensificar más las operaciones de separación descritas en la presente memoria.

Ventajosamente, las realizaciones de la presente descripción pueden proporcionar sistemas y métodos para separar de agua hidrocarburos y una fase densa Como la unidad descrita en la presente memoria es sustancialmente autónoma, el separador puede ser añadido a infraestructuras existentes de prospecciones petrolíferas con pocas modificaciones de la propia infraestructura. Además, el separador puede ser incorporado como etapa en un sistema más amplio de gestión de sustancias de desecho. Como tal, el nivel de transparencia del agua puede ser ajustado por inclusión de, por ejemplo, un filtro de arena y/o del tipo elemento montado corriente debajo de las bombas.

5 También ventajosamente, las realizaciones de la presente descripción pueden permitir proporcionar un separador de operación virtualmente automática para limpiar fluidos de puesta en marcha/parada del suelo de la plataforma de prospecciones petrolíferas y de cubiertas de agitadores oscilantes de sacudidas. Además, los sistemas y métodos descritos en la presente memoria se pueden usar con agua del mar y agua limpia así como en operaciones que usan fluidos de prospecciones basados en petróleo.

10 Finalmente, las realizaciones de la presente descripción pueden proporcionar a operadores de plataformas de prospecciones petrolíferas un proceso para limpiar fluidos a una caudal de hasta 568 litros por minuto. Los separadores pueden proporcionar a operadores de plataformas de prospecciones petrolíferas la aptitud de recoger y procesar grados variables de mezclas emulsionadas, gotear la fase densa de la mezcla, separar agua de hidrocarburos y enviar cada corriente de sustancias de desecho a una localización deseada en forma de corriente discreta. Además, debido a la estructura soporte sustancialmente hueca usada para contener el separador, las realizaciones descritas en la presente memoria también pueden permitir el almacenamiento de dichas corrientes discretas.

15 Aunque se ha descrito la presente memoria en relación a un número limitado de realizaciones, los expertos en la técnica que se benefician de esta descripción apreciarán que se pueden concebir otras realizaciones que no se separen del alcance de la descripción de la presente memoria. En consecuencia, el alcance de la descripción debe estar limitado sólo por las reivindicaciones adjuntas.

**REIVINDICACIONES**

1. Un sistema para separar un fluido, que comprende:

una entrada (105, 405, 505) para recibir un fluido, comprendiendo el fluido una fase acuosa y una fase de hidrocarburos;

5 un depósito de separación (101, 201, 301, 501) que tiene un primer compartimento (103, 303, 403) y un segundo compartimento (104, 304, 404), en el que el primer compartimento (103, 303, 403) está configurado para recibir fluido desde la entrada (105, 405, 505);

una primera salida (109, 209, 309, 409) configurada para recibir la fase acuosa desde el primer compartimento (103, 303, 403);

10 una segunda salida configurada para recibir la fase de hidrocarburos desde el segundo compartimento (104, 304, 404); y

una estructura soporte (102, 202, 302, 502) configurada para recibir la fase acuosa desde la primera salida (109, 209, 309, 409) y la fase de hidrocarburos desde la segunda salida, caracterizada porque la citada estructura soporte (102, 202, 302, 502) está conectada físicamente al citado depósito de separación (101, 201, 301, 501) y porque la citada estructura soporte (102, 202, 302, 502) comprende una pluralidad de patas sustancialmente huecas (113, 213a, 213b, 313, 513) configuradas para contener fluidos.

15

2. El sistema de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende además:

una primera bomba (110, 210, 510) configurada para proporcionar un flujo de fase acuosa desde la estructura soporte (102, 202, 302, 502) a una abertura de descarga.

20

3. El sistema de acuerdo con la reivindicación 2, que comprende además:

una segunda bomba (111, 211, 511) configurada para proporcionar un flujo de fase de hidrocarburos desde la estructura soporte (102, 202, 302, 502) a una segunda abertura de descarga.

4. El sistema de acuerdo con la reivindicación 1, comprendiendo además el depósito de separación (101, 201, 301, 501):

25

una parte de recogida de la fase densa (326, 531).

5. El sistema de acuerdo con la reivindicación 4, en el que el compartimento de recogida de la fase densa (326, 531) comprende una sección inferior angulada.

6. El sistema de acuerdo con la reivindicación 4, que comprende además:

30

una bomba de fase densa (532) configurada para proporcionar un flujo de una fase densa desde el compartimento de recogida de sólidos (326, 531) a una abertura de descarga.

7. El sistema de acuerdo con la reivindicación 1, en el que la estructura soporte (102, 202, 302, 502) comprende soportes sustancialmente huecos.

8. El sistema de acuerdo con la reivindicación 7, en el que los soportes sustancialmente huecos comprenden una purga (114).

35

9. El sistema de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el primer compartimento (103, 303, 403) comprende una pluralidad de pantallas (106, 306, 406).

10. Un método de separar un fluido en una fase acuosa, una fase densa y una fase de hidrocarburos, comprendiendo el método:

40

inyectar un fluido que contiene una fase acuosa y una fase de hidrocarburos en una entrada (105, 405, 505) de un sistema de separación de fluidos de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1-9;

separar la fase acuosa de la fase de hidrocarburos en el depósito de separación (101, 201, 301, 501) del sistema de separación de fluidos, en el que la separación comprende hacer pasar el fluido a través de una pluralidad de pantallas (106, 306, 406) del primer compartimento (103, 303, 403);

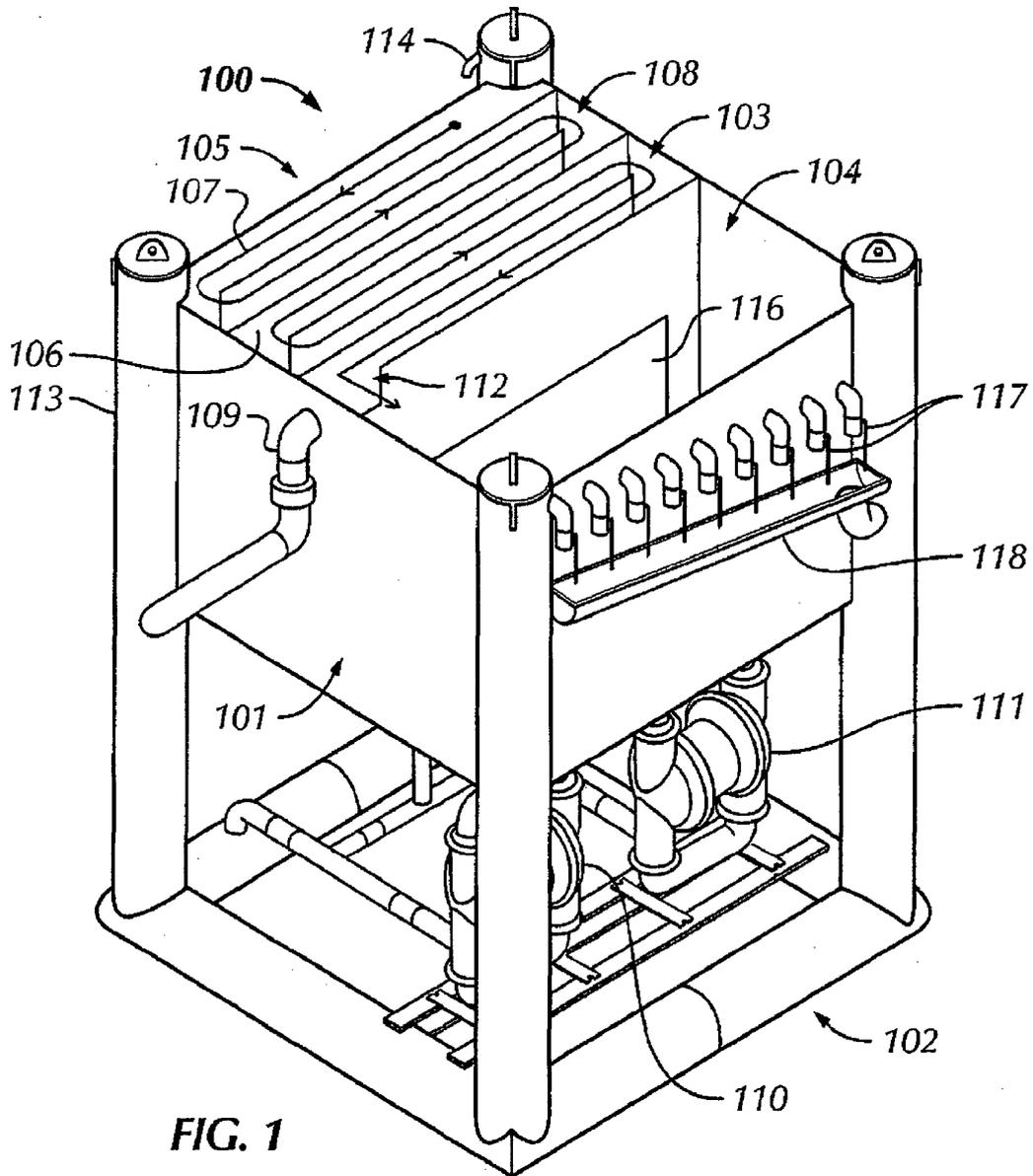
recoger la fase acuosa a través de la primera salida (109, 209, 409); y

45

recoger la fase de hidrocarburos a través de la segunda salida;

caracterizándose el método en que el método comprende además almacenar por lo menos una de la fase acuosa y la fase de hidrocarburos en la estructura soporte sustancialmente hueca (102, 202, 302, 502) del citado sistema de separación de fluidos.

11. El método de acuerdo con la reivindicación 10, en el que la separación comprende además:
- 5 separar del fluido la fase densa.
12. El método de acuerdo con la reivindicación 10, en el que el paso del fluido a través de una pluralidad de pantallas (106, 306, 406) comprende hacer pasar el fluido a lo largo de un recorrido de circulación sustancialmente sinuoso (107, 407).
13. El método de acuerdo con la reivindicación 10, que comprende además:
- 10 bombear por lo menos una de la fase densa, la fase acuosa y la fase de hidrocarburos desde la estructura soporte sustancialmente hueca.
14. El método de acuerdo con la reivindicación 10, que comprende además:
- determinar un volumen de por lo menos una de la fase densa, la fase acuosa y la fase de hidrocarburos.
15. El método de acuerdo con la reivindicación 10, que comprende además:
- 15 determinar un nivel de la fase densa; y
- accionar automáticamente una bomba configurada para separar la fase densa cuando se determina un nivel especificado de la fase densa.



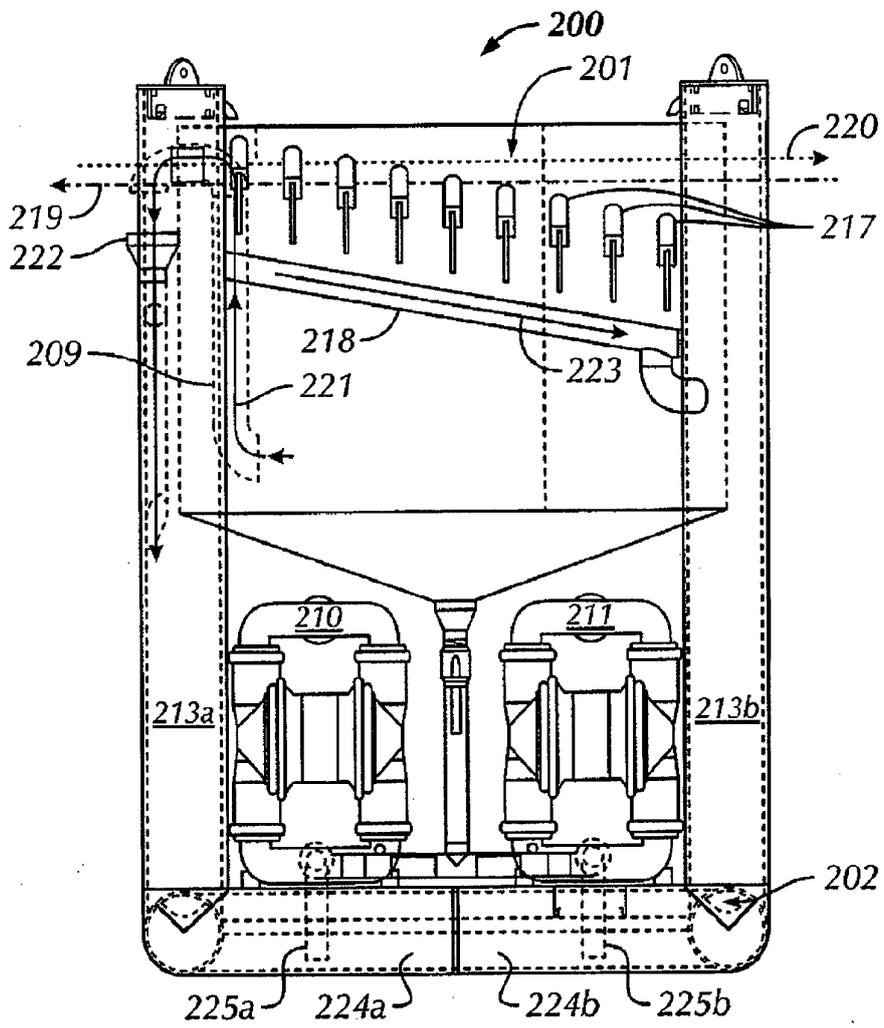
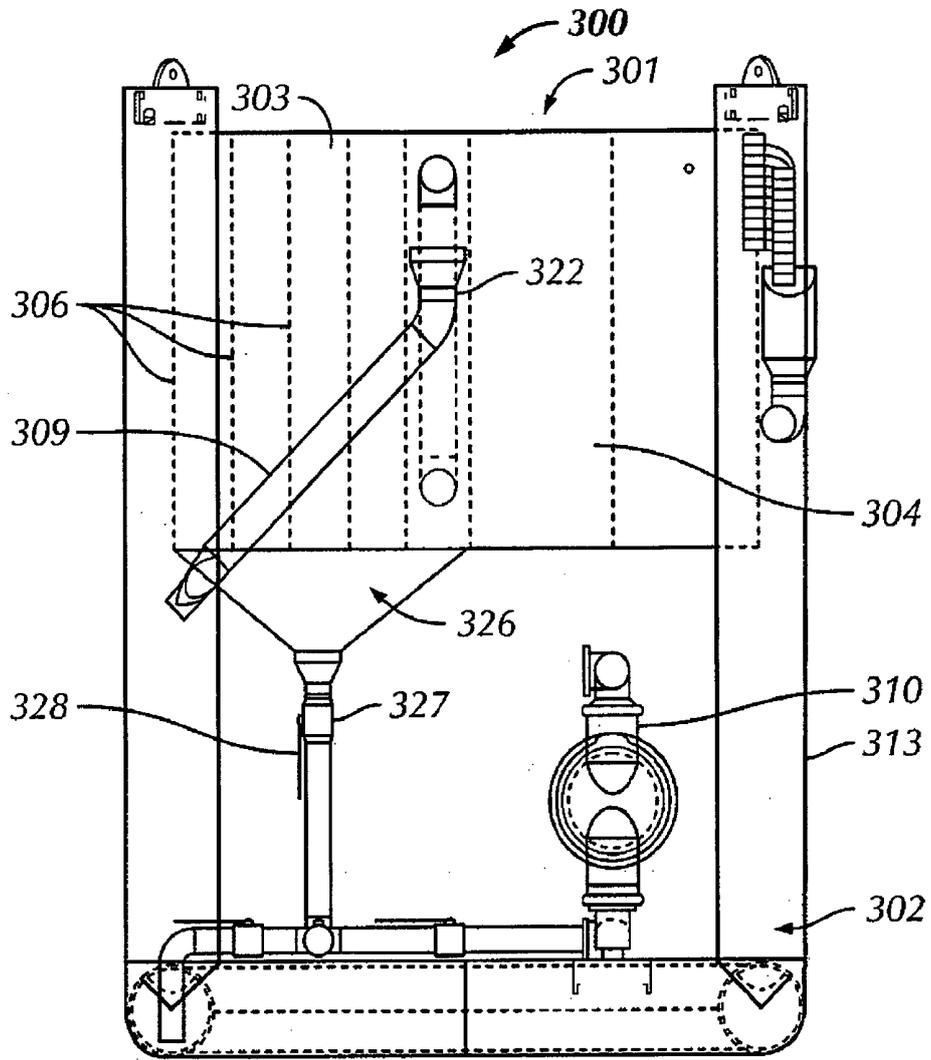
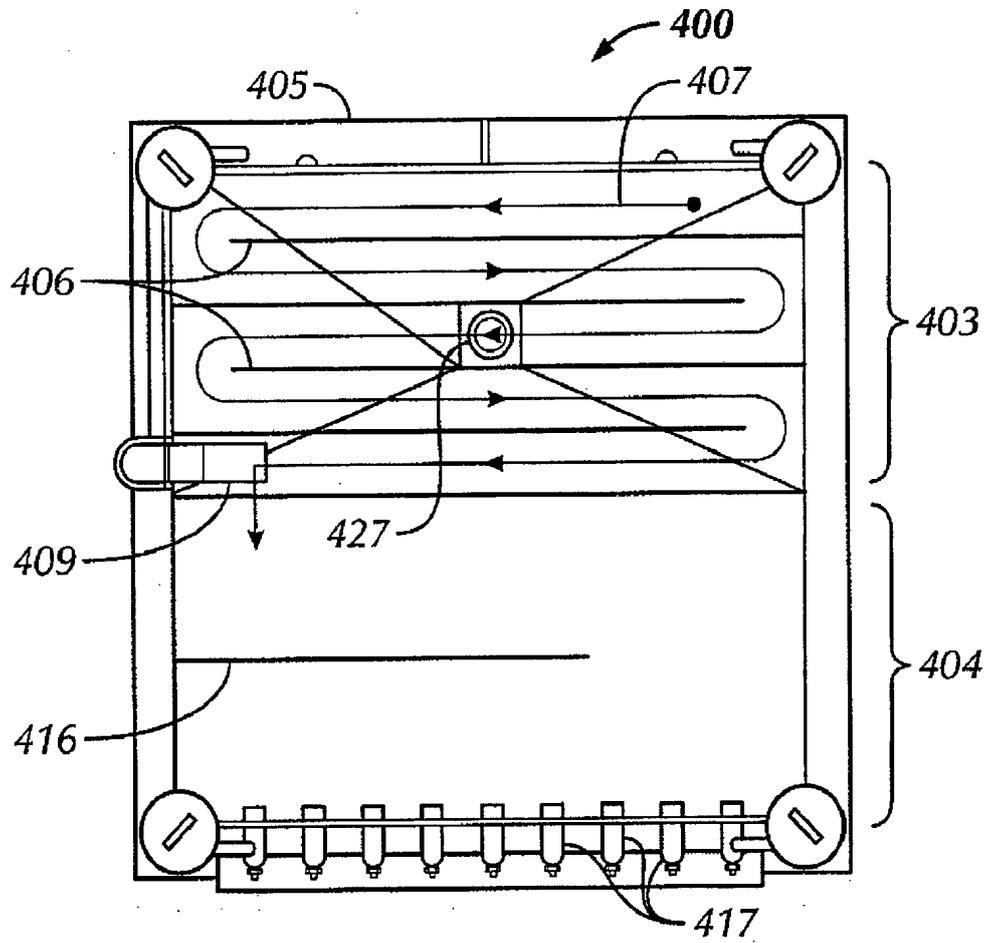


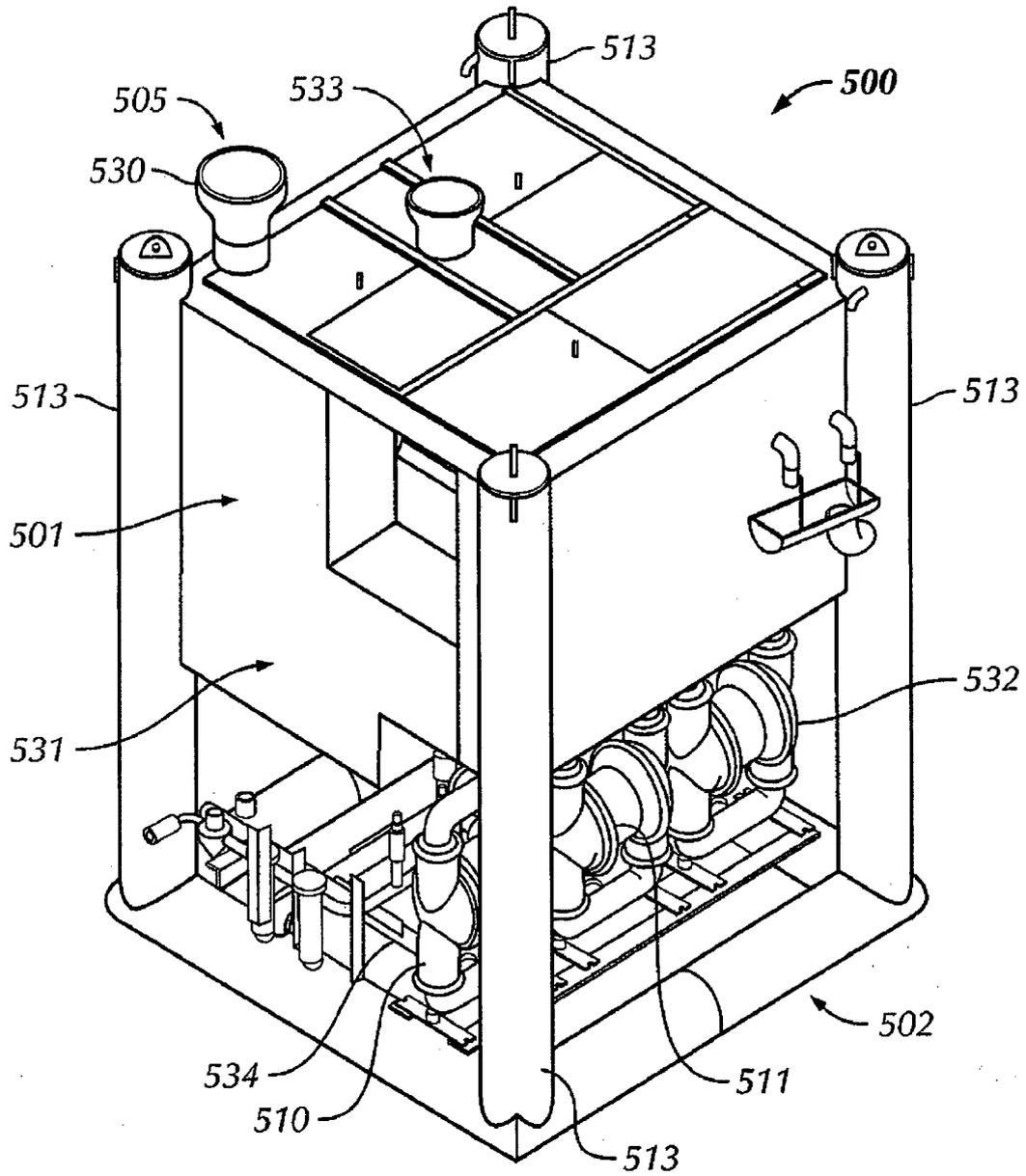
FIG. 2



**FIG. 3**



**FIG. 4**



**FIG. 5**