

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 551 741**

51 Int. Cl.:

E21B 43/36 (2006.01)

B01D 17/02 (2006.01)

E02D 29/09 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **19.05.2011 E 11727227 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **19.08.2015 EP 2585188**

54 Título: **Dispositivo modular de separación gravitatoria líquido/líquido**

30 Prioridad:

23.06.2010 FR 1054979

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

23.11.2015

73 Titular/es:

**SAIPEM SA (100.0%)
1/7, avenue San Fernando
78180 Montigny-le-Bretonneux, FR**

72 Inventor/es:

**ABRAND, STÉPHANIE;
HALLOT, RAYMOND y
BUTIN, NICOLAS**

74 Agente/Representante:

CURELL AGUILÁ, Mireia

ES 2 551 741 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

Dispositivo modular de separación gravitatoria líquido/líquido.

5 La presente invención se refiere a un separador líquido/líquido de tipo horizontal, así como a un procedimiento de separación gravitatoria de fases líquidas de densidades diferentes de un fluido, en particular las fases oleosa y acuosa de un petróleo bruto.

10 El sector técnico de la invención es por lo tanto más particularmente el campo de la producción petrolífera, y más particularmente el ámbito de los campos de petróleo en el mar a gran profundidad.

15 La producción de petróleo en el mar profundo se realiza en general a partir de un soporte flotante anclado cerca de los pozos de petróleo situados a nivel del fondo del mar, es decir a profundidades variables de 1000 a 2500 m, incluso más. El soporte flotante comprende en general unos medios de anclaje para permanecer en posición a pesar de los efectos de corrientes, vientos y oleajes. Comprende también en general unos medios de almacenamiento y de tratamiento del petróleo así como unos medios de descarga hacia extractores petrolíferos, presentándose estos últimos a intervalo regular para efectuar la extracción de la producción. La denominación habitual de estos soportes flotantes es el término anglosajón "Floating Production Storage Offloading" (que significa "medio flotante de almacenamiento, de producción y de descarga") del cual se utiliza el término abreviado "FPSO" en el conjunto de la descripción siguiente.

20 Los cabezales de los pozos están en general unidos a dicho FPSO por unos conductos submarinos o bien de tipo SCR, es decir conductos suspendidos en configuración de cadenas, o bien de tipo torre híbrida que comprende:

- 25 - un tubo ascendente vertical cuyo extremo inferior está anclado en el fondo del mar y unido a dicho conducto que reposa en el fondo del mar, y cuyo extremo superior está sostenido por un flotador sumergido en sub-superficie, al cual está unido, y
- 30 - un conducto de unión, en general un conducto de unión flexible, entre el extremo superior de dicho tubo ascendente y un soporte flotante en la superficie, adoptando dicho conducto de unión flexible, llegado el caso, por su propio peso, la forma de una curva catenaria de inmersión, es decir que desciende ampliamente por debajo del flotador para subir después hasta dicho soporte flotante.

35 La totalidad de la producción de petróleo bruto es así en general subida a bordo del FPSO para ser tratada para separar el petróleo propiamente dicho del agua, del gas y de eventuales componentes arenosos. El petróleo, una vez separado, es entonces almacenado a bordo, el gas se lava y después se envía hacia las turbinas de gas para la producción de electricidad y de calor necesario a bordo, y después el excedente se reinyecta en el depósito del campo petrolífero con el fin de restablecer la presión de dicho depósito. El agua, después de haber sido liberada de la arena en suspensión, es finalmente o bien reinyectada en el mar tras la extracción exhaustiva de cualquier

40 partícula de aceite, o bien reinyectada también en el depósito, teniendo en general como complemento agua de mar extraída de la sub-superficie, para alcanzar el caudal necesario de inyección de agua en el depósito. La arena extraída, que presenta sólo unas cantidades mínimas en términos de peso, es finalmente lavada y después devuelta al mar.

45 Se conoce el método de separación del agua y del aceite contenidos en un petróleo bruto, empleado habitualmente en las instalaciones fijas en tierra, que consiste en utilizar un depósito de volumen muy grande, en general de forma cilíndrica alargada, entrando el petróleo bruto por un extremo y avanzando a lo largo de dicho depósito durante un tiempo del orden de 5 a 10 minutos, durante los cuales las diversas fases se separan naturalmente por gravedad para alcanzar el segundo extremo. Este tipo de separador denominado en lo sucesivo "separador gravitatorio" se utiliza en general para petróleo bruto que contiene también gas, y el gas se recupera entonces en la parte alta del depósito, el agua y la arena en la parte baja, y el petróleo (aceite) en la parte intermedia. Existe una variedad muy amplia de separadores de este tipo que integran en general unos dispositivos complementarios internos, tales como unas pantallas horizontales, verticales u oblicuas, cuyo objetivo es facilitar la separación de las fases y evitar que se vuelvan a mezclar en una etapa posterior.

55 Estos separadores funcionan a baja presión, por ejemplo de 3 a 10 bares, a veces incluso en depresión, de manera que se optimice la desgasificación del petróleo bruto. Este tipo de separador puede medir de 3 a 4 m de diámetro y de 15 a 20 m de longitud. Esto se debe al hecho de que el tiempo de estancia debe ser suficiente para que las partículas de aceite situadas en la parte baja del separador tengan tiempo de subir de nuevo hacia la capa de aceite situada en la parte superior, y de la misma manera, que las partículas de agua situadas en la parte superior del separador tengan tiempo de descender hacia la capa de agua situada en la parte baja de dicho separador. Así, el tiempo de recorrido vertical de una partícula es muy elevado debido a la altura, y por lo tanto al diámetro mismo de dicho separador.

65 En el desarrollo de campos petrolíferos, muy a menudo, después de algunos años de funcionamiento, los múltiples pequeños descubrimientos de petróleo situados a 15-30 km de dicho FPSO, no justifican por sí mismos la

instalación de un nuevo FPSO y se busca entonces redirigir la producción de estos nuevos pozos hacia un FPSO existente. Pero, a bordo de dicho FPSO, los equipos de tratamiento del crudo se utilizan en general a pleno rendimiento, es decir al 80-90%, y no son entonces capaces de tratar la totalidad del excedente que procede de los pozos satélites distantes. Por el contrario, la conexión resulta posible en términos de tratamiento, si una parte del tratamiento se efectúa cerca de los pozos satélites y si sólo el aceite pre-tratado es enviado de la superficie a bordo del FPSO como complemento de tratamiento antes de la expedición. Los pre-tratamientos deseados son en primer lugar una desgasificación parcial del crudo, siendo el gas entonces directamente reinyectado *in situ* en unos pozos específicos, y después una separación agua-aceite, siendo el agua después tratada en unos separadores específicos tales como ciclones, por ejemplo un dispositivo ciclónico descrito en la patente EP 1 951 434 de la solicitante, para alcanzar un nivel de pureza, es decir la ausencia de partículas de aceite que permiten, o bien reinyectar el agua en un pozo local específico para mantener la presión en el depósito de petróleo, o bien devolverla directamente al mar. Procediendo así, sólo se vuelve a enviar desde la superficie hacia el FPSO aceite con, llegado el caso, un resto de gas y un resto de agua, que dicho FPSO puede entonces tratar en las mejores condiciones.

Por lo tanto, es ventajoso proporcionar unos dispositivos de separación líquido/líquido instalados en el fondo del mar para tener que subir a la superficie sólo la fase oleosa y no la fase acuosa, la cual puede ser reinyectada en otro pozo en el fondo del mar. Si se desea instalar el tipo de separador por gravedad líquido/líquido horizontal descrito anteriormente, en el fondo del mar, el depósito debe ser capaz de soportar la implosión bajo el efecto de la presión, que es sustancialmente de 100 bares, es decir sustancialmente de 10 MPa por tramo de 1000 m de agua. Así, la transposición de un depósito de un diámetro de este tipo para su utilización a gran profundidad y profundidad muy grande, necesitaría unos grosores de pared de 100 a 250 mm para soportar la implosión, y dichos elementos de calderería serían muy delicados y muy costosos de realizar y de instalar en el fondo del mar a gran profundidad. Y reducir el diámetro y el grosor del separador a diámetros y grosores estándares de conductos submarinos estándares requiere aumentar su longitud para poder separar una cantidad suficiente de fluido dentro del separador. Sin embargo, no se pueden poner en práctica unos conductos de separación de longitud demasiado larga por el riesgo de crear diferenciales de pérdida de carga entre las dos fases oleosa y acuosa del petróleo bruto, que podría dar lugar a perturbaciones del funcionamiento del separador. En el documento WO 2009/108063, se describe un dispositivo de separación gravitatoria de este tipo.

En el documento WO 2007/054651 a nombre de la solicitante, se ha descrito un dispositivo de separación líquido/líquido apto para ser utilizado en el fondo del mar, de tipo "ciclón" que utiliza la fuerza centrífuga en lugar de los separadores horizontales gravitatorios descritos anteriormente, que utilizan la fuerza de gravitación para efectuar la separación. Y la utilización de los separadores de tipo ciclón en el fondo del mar es delicada debido a su punto de funcionamiento, que permite sólo unas pocas variaciones en las relaciones agua/aceite y líquido/sólido.

Se entiende en la presente memoria por "punto de funcionamiento", una separación estable de los volúmenes de las fases de densidad diferentes en el interior del ciclón.

Ahora bien, otro problema importante de cualquier desarrollo de campo viene dado por el hecho de que durante la vida útil del campo, el volumen de gas dado por m³ de crudo (GOR: "gas-oil ratio", es decir la relación gas-aceite) así como el porcentaje de agua ("water-cut") varía en proporciones relativamente importantes y raramente de manera previsible en el periodo de 20-30 años, incluso más, de explotación del separador. En general, el "water-cut" aumenta hasta alcanzar 80-90%, incluso más, y querer conectar directamente dicho pozo a un FPSO ya en el límite de su capacidad, es casi imposible y en general no rentable.

Un problema de base de la presente invención es por lo tanto proporcionar un separador líquido/líquido que permita tratar unas cantidades de petróleo bruto en aumento durante la vida útil de la instalación, es decir que proviene, llegado del caso, de pozos suplementarios por un lado y, por otro lado tratar un petróleo cuyas variaciones en el tiempo del caudal del petróleo que sale del pozo y/o cuyas variaciones de la proporción de agua dentro del petróleo a tratar requiere poder redefinir los parámetros de funcionamiento del separador y/o modificar la estructura en sí del separador en funcionamiento en términos de longitud y diámetro y caudal del fluido que lo recorre.

Un objetivo de la presente invención es proporcionar un dispositivo de separación líquido-líquido de tipo horizontal, es decir que funciona por gravitación, que permite tratar un petróleo bruto parcial o totalmente desgasificado, apto para ser instalado y funcionar en el fondo del mar a gran profundidad, en particular por lo menos 1000 m, que sea más simple y menos costoso de realizar, instalar y utilizar en el fondo del mar y que aporte una solución al problema de adaptación y modificación de las condiciones de funcionamiento y/o de la estructura del separador durante la vida útil del separador, como se ha expuesto anteriormente.

La presente invención pretende por lo tanto también proporcionar un dispositivo de separación líquido/líquido mejorado que resuelva los problemas mencionados anteriormente.

Para ello, la presente invención proporciona un dispositivo modular de separación gravitatoria líquido/líquido de dos fases líquidas de densidades diferentes de un fluido líquido, más preferentemente las fases acuosa y oleosa de un petróleo bruto, preferentemente parcial o totalmente desgasificado, reposando dicho dispositivo modular de separación en el fondo del mar, preferentemente a gran profundidad, de por lo menos 1000 m, caracterizado por que

comprende:

- 5 a) por lo menos un módulo de separación, preferentemente una pluralidad de n módulos de separación (m_i siendo $i = 1$ a n , y siendo n preferentemente un número entero de 5 a 10), estando cada módulo de separación soportado por lo menos por una primera base que reposa en el fondo del mar, estando dicha primera base anclada en el fondo del mar por fijación sobre un ancla, preferentemente fijación sobre un primer pilar de tipo "ancla de succión" hundido en el fondo del mar, comprendiendo cada módulo de separación:
- 10 a.1) un conducto de suministro de fluido, que se extiende en una dirección longitudinal axial (X_1X_1), y
- a.2) por lo menos un conducto de separación gravitatoria que se extiende en una dirección longitudinal axial (X_2X_2), preferentemente de manera rectilínea y paralelamente a dicho conducto de suministro, tal que:
- 15 - un primer extremo de dicho conducto de suministro está unido a por lo menos un primer extremo de por lo menos un conducto de separación, y
- 20 - el segundo extremo de dicho conducto de suministro está unido a un primer orificio de salida de un primer depósito cilíndrico colector que se extiende preferentemente en una dirección longitudinal axial Y_1Y_1 perpendicular a la dirección longitudinal axial X_1X_1 de dicho conducto de suministro y dicho segundo extremo de cada conducto de separación está unido a un segundo orificio de entrada de un segundo depósito cilíndrico colector, estando este último preferentemente dispuesto en una dirección longitudinal axial Y_2Y_2 paralela a dicha dirección longitudinal axial Y_1Y_1 de dicho primer depósito, y
- 25 a.3) un dispositivo tubular acodado apto para permitir la transferencia de dicho fluido entre dicho primer extremo de dicho conducto de suministro y cada primer extremo de cada conducto de separación de dicho módulo de separación, y
- 30 b) un dispositivo colector común soportado por una segunda base en el fondo del mar, estando dicha segunda base anclada en el fondo del mar por fijación sobre un ancla, preferentemente una fijación sobre un segundo pilar de tipo "ancla de succión" hundido en el fondo del mar, comprendiendo dicho dispositivo colector común una primera estructura de soporte soportada por dicha segunda base y que soporta:
- 35 b.1) dicho primer depósito cilíndrico, que comprende:
- 40 - por lo menos un primer orificio de entrada, preferentemente situado en la parte baja de dicho primer depósito, estando dicho primer orificio de entrada conectado o destinado a ser conectado a un conducto submarino de alimentación que reposa en el fondo del mar, que alimenta o que está destinado a alimentar dicho primer depósito con dicho fluido, y
- 45 - una pluralidad de dichos primeros orificios de salida, comprendiendo cada primer orificio de salida o cooperando con una primera válvula de obturación, estando por lo menos algunos de dichos primeros orificios de salida unidos cada uno a dicho segundo extremo de dicho conducto de suministro, estando dichos primeros orificios de salida dispuestos lado a lado en la dirección axial longitudinal Y_1Y_1 de dicho primer depósito, y
- b.2) dicho segundo depósito que comprende:
- 50 - una pluralidad de segundos orificios de entrada, comprendiendo cada segundo orificio o cooperando con una segunda válvula de obturación, estando por lo menos algunos de dichos segundos orificios de entrada unidos cada uno a dicho segundo extremo de un conducto de separación, estando dichos segundos orificios de entrada dispuestos lado a lado en la dirección longitudinal axial Y_2Y_2 de dicho segundo depósito, y
- 55 - por lo menos un segundo orificio de salida superior que coopera con una primera bomba de exportación unida o destinada a ser unida a un primer conducto de evacuación, y
- 60 - por lo menos un segundo orificio de salida inferior, que comprende o que coopera con una segunda bomba de exportación unida o destinada a ser unida a un segundo conducto de evacuación.

Debido a la utilización de un dispositivo tubular acodado, dicho conducto de suministro y dicho conducto de separación están situados ambos entre, por un lado el dispositivo tubular acodado y, por el otro lado, dichos dos primer orificio de salida y segundo orificio de entrada. Esto da como resultado que dichos primer y segundo depósitos estén situados en el mismo lado de dichos conducto de suministro y conducto de separación, siendo dicho mismo lado el lado opuesto al de dicho dispositivo tubular acodado.

La presente invención proporciona también un procedimiento de utilización de un dispositivo modular de separación gravitatoria líquido/líquido según la invención, caracterizado por que se realiza la separación de la fase oleosa y de la fase acuosa de un petróleo bruto, preferentemente parcial o totalmente desgasificado, que puede contener arena, según las etapas sucesivas siguientes, en las que:

- 1) se alimenta dicho primer depósito a partir de por lo menos dicho conducto submarino de alimentación que reposa en el fondo del mar, con petróleo bruto preferentemente parcial o totalmente desgasificado a un dispositivo de separación líquido/gas y que proviene de un pozo en el fondo del mar, estando dicho conducto que reposa en el fondo del mar unido a un primer orificio de entrada de dicho primer depósito, y
- 2) se hace circular dicho petróleo bruto desde dicho primer depósito hacia dicho conducto de suministro, y
- 3) se realiza la separación de una fase de aceite superior y de una fase acuosa inferior que puede contener arena, por circulación de dicho petróleo bruto dentro de cada conducto de separación, y
- 4) se evacua el fluido bifásico que sale de cada conducto de separación hacia un segundo orificio de entrada de dicho segundo depósito, y
- 5) se evacua dicha fase oleosa desde por lo menos dicho segundo orificio de salida superior por medio de por lo menos dicho primer conducto de evacuación, preferentemente hacia un soporte que flota en la superficie, con la ayuda de dicha primera bomba, y
- 6) se evacua dicha fase acuosa desde por lo menos dicho segundo orificio de salida inferior por medio de por lo menos un segundo conducto de evacuación, con la ayuda de dicha segunda bomba, preferentemente hacia un pozo en el fondo del mar en el que se reinyecta el agua de dicha fase acuosa.

Se comprende que el dispositivo de separación modular según la invención es modular por que:

- dichos módulos de separación pueden ser instalados separadamente y por lo tanto añadidos durante el funcionamiento del dispositivo de separación según la invención, y por lo tanto por que
- todos o sólo algunos de dichos primeros orificios de salida del primer depósito y segundos orificios de entrada del segundo depósito pueden ser conectados a dicho módulo de separación.

El dispositivo de la presente invención es ventajoso en primer lugar por su carácter modular.

La modularidad del dispositivo de separación según la invención permite, en efecto, añadir unos módulos de separación a medida que se explotan los pozos suplementarios. Con este fin, dicho dispositivo de separación puede ser alimentado a partir de una pluralidad de conductos de alimentación que reposan en el fondo del mar que provienen de una pluralidad de pozos, unidos a un mismo primer orificio de entrada de dicho primer depósito o a una pluralidad de primeros orificios de entrada del primer depósito.

Por otro lado, se sabe que la proporción de agua y/o la composición de la fase oleosa de un petróleo bruto pueden conllevar unas modificaciones de la curva de viscosidad en función de la presión y de la temperatura del petróleo bruto, requiriendo estas variaciones, llegado el caso, la adición o la retirada de módulos de separación para obtener un funcionamiento óptimo del dispositivo de separación.

La modularidad del dispositivo de separación de la presente invención es asimismo ventajosa por que permite añadir o retirar unos módulos de separación durante el funcionamiento del dispositivo para modificar el caudal de circulación del fluido en función de la proporción de agua ("water cut") del fluido a tratar, y más generalmente en función de las características fisicoquímicas del fluido a tratar, las cuales tienen un impacto sobre el caudal y las pérdidas de cargas dentro de los conductos de separación, en particular en lo que se refiere a la viscosidad del fluido.

La realización de dicho conducto de suministro dispuesto con respecto a dicho o a dichos conductos de separación, como se ha descrito anteriormente, permite alimentar con fluido dichos primeros extremos por medio de dichos conductos de suministro, y evacuar el fluido, una vez separado, de dichos conductos de separación a nivel de sus segundos extremos, todos situados en un mismo lado y que pueden por lo tanto estar conectados a un dispositivo colector común que agrupa dichos primer y segundo depósitos, y una pluralidad de elementos de conexión a nivel de dichos primeros orificios de salida y dichos segundos orificios de entrada.

Por otra parte, la realización de dicho dispositivo colector común permite también agrupar la pluralidad de los elementos de conexión a nivel de dichos primeros orificios de entrada y dichos segundos orificios de salida superior e inferior destinados a ser unidos a dichos conductos que reposan en el fondo del mar y, respectivamente, a dichos primer y segundo conductos de evacuación.

Es importante señalar en la presente memoria que el hecho de que todos los elementos de conexión puedan estar unidos y en posición fija, y agrupados en un mismo dispositivo colector común, facilita considerablemente la precisión de los posicionamientos y, por lo tanto, la realización de las conexiones siguientes:

- 5
- el posicionamiento y la conexión del dispositivo colector sobre su segunda base en el fondo del mar, y
 - las conexiones de dichos conductos que reposan en el fondo del mar y dichos primer y segundo conductos de evacuación con dichos primeros orificios de entrada y, respectivamente, dichos segundos orificios de salida superiores e inferiores, y
- 10
- los posicionamientos y conexiones de dichos módulos de separación con respecto y, respectivamente, a dichos primeros orificios de salida y segundos orificios de entrada de dicho dispositivo colector común.

15 Si se debiera utilizar dicho primer depósito en un primer extremo de un conducto de separación y dicho segundo depósito en el otro extremo del conducto de separación sin utilizar el conducto de suministro, en este caso, la gran distancia que separa los elementos de conexión a los dos extremos del conducto de separación dificultarían el posicionamiento y la realización de la conexión en dos puntos alejados a los dos extremos.

20 Finalmente, la utilización de una pluralidad de módulos de separación permite la utilización de conductos submarinos estándares a título de conducto de suministro y de conducto de separación, en particular los conductos de diámetro y grosor estándares que soportan la implosión debida a la presión en el fondo del mar, evitando al mismo tiempo, gracias a los conductos de suministro, entre otros, la utilización de conductos de separación de longitud demasiado grande y los problemas mencionados anteriormente que se derivan de ello.

25 El dispositivo, según la presente invención, permite realizar un dispositivo de separación líquido/líquido en el fondo del mar con un conducto de suministro y un conducto de separación realizados a partir de conductos submarinos de explotación petrolífera de diámetro y grosor estándares, en particular unos diámetros de 6 pulgadas a 30 pulgadas (150 mm a 750 mm).

30 Se entiende que cada primera o segunda bomba es apta para bombear un líquido dentro de dicho segundo depósito y hacerlo circular bajo presión dentro de dicho primer o segundo conducto de evacuación.

35 Preferentemente, dichos conductos y dichos depósitos están dispuestos tal que:

- cada conducto de separación gravitatoria se extiende de manera rectilínea en una dirección longitudinal (X_2X_2) situada en un mismo plano que la dirección longitudinal (X_1X_1) de dicho conducto de suministro, preferentemente de manera paralela a dicho conducto de suministro (6), y
- dicho segundo depósito cilíndrico colector (4) está dispuesto en una dirección longitudinal axial (Y_2Y_2) paralela a dicha dirección longitudinal axial (Y_1Y_1) de dicho primer depósito, y
- las direcciones longitudinales (X_1X_1) del conjunto de dichos conductos de suministro están dispuestas paralelamente entre sí, y
- las direcciones longitudinales (X_2X_2) del conjunto de dichos conductos de separación (7) están dispuestas paralelamente entre sí.

50 En un modo preferido de realización, dicho dispositivo colector común comprende:

- 55
- i) dicho primer depósito en el que:
 - dicho primer orificio de entrada comprende una primera porción de conducto de entrada cuyo extremo, mantenido en posición fija con respecto a dicha primera estructura soporte, comprende un primer elemento de conexión conectado o destinado a ser conectado a un primer elemento de conexión complementario del extremo de dicho conducto submarino de alimentación, siendo preferentemente dicha primera porción de conducto de entrada una primera porción de conducto rígido cuyo primer elemento de conexión está mantenido en posición fija en la parte inferior de dicha primera estructura de soporte, y
 - cada primer orificio de salida comprende una primera porción de conducto de salida rígido, cuyo extremo, mantenido en posición fija con respecto a dicha primera estructura de soporte, comprende un segundo elemento de conexión conectado o destinado a ser conectado a un segundo elemento de conexión complementario de dicho segundo extremo de conducto de suministro, y
 - 65 ii) dicho segundo depósito en el que:

- cada segundo orificio de entrada comprende una segunda porción de conducto rígido cuyo extremo, mantenido en posición fija con respecto a dicha primera estructura de soporte, comprende un tercer elemento de conexión, conectado o destinado a ser conectado a un tercer elemento de conexión complementario de dicho segundo extremo de conducto de separación, y
- cada segundo orificio de salida superior está unido a dicha primera bomba soportada por dicha primera estructura de soporte, estando dicha primera bomba unida por un cuarto elemento de conexión a dicho primer conducto de evacuación, preferentemente por medio de una primera porción de conducto de evacuación cuyo extremo comprende dicho cuarto elemento de conexión, siendo dicho cuarto elemento de conexión mantenido en posición fija con respecto a dicha primera estructura de soporte, más preferentemente en la parte inferior de dicha primera estructura de soporte, estando dicho cuarto elemento de conexión conectado o destinado a ser conectado a un cuarto elemento de conexión complementario del extremo de dicho primer conducto de evacuación, y
- cada segundo orificio de salida inferior está unido a una segunda bomba soportada por dicha primera estructura de soporte, estando dicha segunda bomba unida por un quinto elemento de conexión a dicho segundo conducto de evacuación, preferentemente por medio de una segunda porción de conducto de evacuación, cuyo extremo comprende dicho quinto elemento de conexión, estando dicho quinto elemento de conexión mantenido en posición fija con respecto a dicha primera estructura de soporte, más preferentemente en la parte inferior de dicha primera estructura de soporte, estando dicho quinto elemento de conexión conectado o destinado a estar conectado a un quinto elemento de conexión complementario del extremo de dicho segundo conducto de evacuación, y
- dichos primer, cuarto y quinto elementos de conexión complementarios situados en los extremos de dichos conductos submarinos de alimentación que reposan en el fondo del mar y, respectivamente, dichos primer y segundo conductos de evacuación están soportados por dicha segunda base y mantenidos en posición fija en la superficie de una primera plataforma de dicha segunda base.

Se comprende que los extremos de dichas primera y segunda porciones de conducto rígido permanecen en posición fija con respecto a dicha primera estructura de soporte, por sí mismas, por la rigidez de dichas primera y segunda porciones de conducto, es decir sin fijación o sujeción específica sobre dicha primera estructura de soporte.

De manera conocida por el experto en la materia, dichos elementos de conexión y elementos complementarios de conexión están constituidos por unas partes macho y respectivamente hembra de conectores automáticos de tipo mordazas, comercializadas por las compañías Cameron (Francia) o Vetco (USA).

En una primera variante de realización, dicho conducto de suministro presenta un diámetro inferior al del conducto de separación y está dispuesto por encima del conducto de separación.

En una variante preferida de realización, dicho módulo de separación comprende un conducto de suministro superior dispuesto por encima de por lo menos dos conductos de separación inferiores.

Se comprende que, en este caso, dicho dispositivo de unión acodada, en particular en forma de Y o de T, presenta un canal superior que se divide en dos canales inferiores que alimentan dichos primeros extremos de los dos conductos de separación.

Los módulos de separación dobles así obtenidos son interesantes, ya que se pueden utilizar dos conductos de separación por el coste de sólo 3 conectores automáticos de conexión en lugar de 4 conectores, si cada uno de los conductos de separación fuese alimentado por un conducto de suministro diferente, mientras que el coste unitario de los conectores automáticos es extremadamente elevado y constituye el coste principal de un módulo de separación.

Más particularmente, el diámetro interior del conducto de suministro está comprendido entre el 30 y el 100%, preferentemente entre el 50 y el 100% del diámetro interior del conducto de separación.

En otra variante de realización, dicho módulo de separación comprende dicho conducto de suministro y dicho conducto de separación dispuestos lado a lado a una misma profundidad y de igual diámetro.

Este modo de realización es particularmente ventajoso, ya que permite empezar la separación a partir de la circulación del fluido en el conducto de suministro con la condición de que, por supuesto, éste tenga un diámetro suficiente como el del conducto de separación. Procediendo de esa manera, se puede reducir a la mitad la longitud del módulo de separación; en particular, de manera que la longitud de los módulos de separación L siga siendo inferior a 50 m, preferentemente inferior a 30 m.

Según otra característica particular, todos los módulos de separación están soportados por una misma y única dicha primera base, extendiéndose dicha primera base en una dirección longitudinal Y_3Y_3 perpendicular a las direcciones longitudinales XX', X_1X_1, X_2X_2 de dichos módulos de separación, y estando dicha primera base situada en la dirección

longitudinal XX' de dichos módulos de separación a una distancia L1 de dichos primeros extremos de dichos módulos de separación igual a un valor de 1/3 a 1/2 de la longitud total L de dichos módulos de separación a partir de dichos primeros extremos de dichos módulos de separación.

5 Más ventajosamente, dicho módulo de separación comprende unos elementos mecánicos de refuerzo que aseguran una unión rígida entre dicho conducto de suministro y dicho o dichos conductos de separación, preferentemente en toda su longitud.

10 Se comprende que estos elementos de refuerzo mecánicos mantienen la linealidad de los conductos de separación y en particular evitan su flexión por la parte que se extiende entre dichas primera y segunda bases cuando se utiliza una sola primera base de soporte de dichos módulos de separación.

15 Más ventajosamente, un dispositivo modular de separación gravitatoria líquido/líquido según la invención comprende un conducto de derivación a partir de dicho segundo orificio de salida superior o de dicho primer conducto de evacuación y/o un conducto de derivación a partir de dicho segundo orificio de salida inferior o de dicho segundo conducto de evacuación, preferentemente con la ayuda de una válvula de tres vías, con el fin de transferir a dicho conducto submarino de alimentación que reposa en el fondo del mar que alimenta dicho primer depósito, una fracción del líquido que sale de dicho segundo orificio de salida superior o, respectivamente, dicho segundo orificio de salida inferior, más preferentemente transfiriendo dicha fracción de líquido a una mezcladora situada a nivel de
20 dicho conducto submarino de alimentación que reposa en el fondo del mar.

25 Ventajosamente, dicha primera base coopera con unos primeros gatos hidráulicos aptos para ajustar la horizontalidad o la inclinación de dichos módulos de separación con respecto a la horizontal y/o dicha segunda base coopera con unos segundos gatos hidráulicos aptos para ajustar la horizontalidad o la inclinación de dichos módulos de separación y/o la horizontalidad o la inclinación de dichos primer y segundo depósitos con respecto a la horizontal.

30 En un modo particular de realización del procedimiento de utilización del dispositivo de separación modular según la invención, se utiliza un dispositivo modular de separación líquido/líquido del cual por lo menos dicho primer orificio de salida y dicho segundo orificio de entrada aptos para ser conectados a un mismo módulo de separación, están cerrados y no conectados a dicho módulo de separación y, después de la realización de las etapas 1) a 6) de dicho procedimiento de utilización definido anteriormente, se realizan las etapas sucesivas siguientes, en las que:

35 7.1) se añade dicho módulo de separación que desciende desde la superficie y del cual se conectan dichos segundos extremos de dichos conducto de suministro y, respectivamente, conducto de separación a dicho primer orificio de salida y, respectivamente, dicho segundo orificio de entrada desocupados, y después

8.1) se abren dichas válvulas de obturación de dicho primer orificio de salida y dicho segundo orificio de entrada.

40 En otro modo de realización del procedimiento de utilización del dispositivo según la invención, se utiliza un dispositivo modular de separación líquido/líquido que comprende más de dos módulos de separación y, después de la realización de las etapas 1) a 6) definidas anteriormente, se realizan las etapas sucesivas siguientes, en las que:

45 7.2) se cierran dichas válvulas de obturación de dicho primer orificio de salida y de por lo menos dicho segundo orificio de entrada conectado a un mismo módulo de separación, y

50 8.2) se desolidariza dicho módulo de separación conectado a dicho primer orificio de salida y dicho segundo orificio de entrada cuyas válvulas están cerradas, y después se sube a la superficie dicho módulo de separación desolidarizado.

55 En otro modo de realización del procedimiento de utilización del dispositivo de la invención, en las etapas 5) y/o 6), se extrae una fracción del líquido evacuado a partir de dicho segundo orificio de salida superior y/o, respectivamente, dicho segundo orificio de salida inferior, que se reinyecta en dicho conducto submarino de alimentación para mezclar dicha fracción de líquido con el petróleo bruto de alimentación y modificar así la proporción de agua del petróleo bruto que entra en dicho dispositivo modular de separación.

Este modo de realización es particularmente ventajoso, para evitar que el petróleo bruto se sitúe en una proporción de agua cerca de su punto de inversión, como se explica en la descripción detallada siguiente.

60 Los petróleos brutos tienen en general una viscosidad que depende de sus características fisicoquímicas propias y conocen una pérdida de carga que depende de esta viscosidad, así como unas características propias de cada conducto de separación. Así, en general, la emulsión que sale del pozo tiene una viscosidad que varía según su proporción en agua ("water-cut") y que presenta un punto singular para un cierto porcentaje de agua, variable de un crudo a otro. Este punto, conocido por el experto en la materia, se denomina punto de inversión. Cuando el "water-cut" se acerca al punto de inversión, la viscosidad del crudo aumenta, alcanza un máximo en el punto de inversión, y después disminuye cuando se supera dicho punto de inversión. Se busca evitar encontrarse en la zona próxima al

punto de inversión, ya que si el “water-cut” es inestable, se crean entonces a nivel de los diferentes módulos de separación unos desequilibrios de pérdidas de cargas que tienen el riesgo de perturbar en gran medida, incluso bloquear, el proceso de separación.

5 Esta característica de procedimiento es particularmente ventajosa para permitir que el punto de funcionamiento del separador esté suficientemente alejado del punto de inversión temido, tal como se describe en la descripción detallada siguiente. El punto de inversión corresponde a una viscosidad máxima del petróleo bruto en cuestión, la cual se obtiene para una proporción en agua particular. Se corre el riesgo por lo tanto de encontrarse a nivel del punto de inversión si la proporción en agua es inestable en el petróleo bruto tratado.

10 En otro modo de realización del procedimiento de utilización de un dispositivo según la invención, después de la realización de una separación según las etapas 1) a 6) definidas anteriormente, se realiza la limpieza de por lo menos un módulo de separación para evacuar la arena eventualmente depositada en el fondo de dicho conducto de separación realizando las etapas sucesivas siguientes, en las que:

15 7.3) se abren dichas válvulas de obturación de dichos primeros orificios de salida y/o de dichos segundos orificios de entrada del o de los módulos de separación a limpiar, y se cierran las válvulas de obturación de dichos primeros orificios de salida y/o dichos segundos orificios de entrada a los que están unidos los otros módulos de separación en un número más alto que los módulos de separación a limpiar, debiendo ser limpiado preferentemente un solo módulo de separación y mantenido en comunicación abierta con dichos primeros orificios de salida y dichos segundos orificios de entrada, y

20 8.3) se hace circular a un caudal acelerado dicho petróleo bruto dentro del o de dichos módulos de separación a limpiar exclusivamente, y

25 9.3) se envía hacia la superficie por medio de dicho segundo orificio de salida superior la totalidad del fluido saliente de dicho segundo depósito, no estando activada dicha segunda bomba que coopera con dicho segundo orificio de salida inferior.

30 Se comprende que la aceleración del caudal de circulación del fluido en la etapa 8.3) es el resultado de que algunos módulos de separación han sido cerrados.

35 La presente invención tiene también por objeto un procedimiento de instalación en el fondo del mar de un dispositivo modular de separación gravitatorio líquido/líquido según la invención, caracterizado por que se realizan las etapas siguientes, en las que:

40 1) se desciende desde la superficie dicho dispositivo de colector común que se deposita en una segunda base anclada en el fondo del mar y se conectan dicho primer orificio de entrada y dicho segundo orificio de salida superior e inferior a dichos primer y segundo conductos de evacuación, y

45 2) se desciende desde la superficie por lo menos dicho módulo de separación que se deposita en una primera base anclada en el fondo del mar y se conectan dichos segundos extremos de dichos conductos de suministro y conducto de separación con dichos primeros orificios de salida y, respectivamente, dichos segundos orificios de entrada de dicho dispositivo colector común.

En la práctica, un dispositivo de separación modular gravitatorio según la invención presentará ventajosamente las características de dimensiones siguientes:

50 - primer depósito:

- * volumen = 0,15 a 8 m³
- * longitud = 2 a 10 m
- * diámetro = 200 a 1000 mm

55 - segundo depósito:

- * volumen = 0,15 a 8 m³
- * longitud = 2 a 10 m
- * diámetro = 200 a 1000 mm

60 - conducto de suministro:

- * diámetro = 100 a 300 mm
- * grosor de acero = 6 a 30 mm
- * longitud L = 15 a 75 m

65

- conducto de separación (en caso de conducto único):

- * diámetro = 150 a 500 mm
- * grosor de acero = 6 a 40 mm
- * longitud L = 15 a 75 m

- número de módulos de separación = 3 a 15
- rendimiento de tratamiento = 7,5 a 1000 m³/hora de petróleo bruto,
- profundidad de instalación = 500 a 3000 m.

Otras características y ventajas de la presente invención aparecerán a la luz de la descripción detallada de los modos de realización siguientes, en referencia a las figuras 1 a 8, en las que:

- la figura 1 es una vista lateral de un separador submarino horizontal modular según la invención que reposa en dos anclas de succión instaladas en el fondo del mar,
- las figuras 1A y 1B son unas vistas laterales que ilustran unas fases de instalación del separador que conducen a la configuración final de la figura 1,
- la figura 2 es una vista por arriba del dispositivo la figura 1,
- la figura 3 es una vista según el eje XX de un módulo de separación de dos tubos que reposa en una viga de soporte transversal ajustable 9-1b en inclinación con respecto a una ancla de succión,
- la figura 4 es una vista por arriba que ilustra un modo de barrido de un conducto separador de un módulo en referencia a la figura 3, en la que la totalidad del flujo de petróleo está dirigido hacia un solo conducto separador para poner las partículas sólidas de arena en suspensión y enviarlas directamente a la superficie para el tratamiento a bordo del FPSO,
- la figura 5 es una vista según el eje XX de un módulo de separación monotubo de doble recorrido que reposa en dicha viga transversal 9-1b,
- las figuras 6a y 6B describen un conducto de separación en vista lateral y en sección transversal equipado con dispositivos internos 16 que tienen como objetivo crear unas turbulencias,
- la figura 7A es un diagrama que resulta de un cálculo que ilustra las pérdidas de cargas dentro de un conducto que corresponde a un "water-cut" alejado del punto de inversión,
- la figura 7B es un diagrama similar al diagrama de la figura 6A, que resulta de un cálculo que ilustra las pérdidas de cargas dentro de un conducto que corresponde a un "water-cut" próximo al punto de inversión,
- la figura 7C es una vista por arriba de un dispositivo complementario de la invención que permite evitar los modos de funcionamiento próximos al punto de inversión, por reciclado de una parte del agua tratada, lo cual tiene por efecto modificar el valor de dicho "water-cut" del petróleo bruto que entra en el separador.
- las figuras 8A y 8B son unas vistas laterales y por arriba de los segundos gatos hidráulicos 14 soportados por dicha segunda base 9-2 y que soportan dicha estructura de soporte 2 del dispositivo colector 1b,
- la figura 8C es una ilustración de un medio de apuntalamiento 15 permanente después del ajuste de la horizontalidad de la estructura de soporte 2 con la ayuda de los segundos gatos hidráulicos 14 en la base 9-2 representada en vista por arriba en la figura 8B.

En las figuras 1 y 2, se ha representado un dispositivo modular de separación gravitatoria líquido/líquido 1 de la fase acuosa 11-1 y de la fase oleosa 10-1 de densidades diferentes de un petróleo bruto, preferentemente parcial o totalmente desgasificado. Dicho dispositivo modular de separación 1 reposa en el fondo del mar 30, y puede reposar a gran profundidad, de por lo menos 1000 m.

El dispositivo modular de separación gravitatoria líquido/líquido 1 según la invención comprende una pluralidad de módulos de separación 1a unidos a un dispositivo colector común 1b. Cada módulo de separación 1a comprende un conducto de suministro de fluido 6 y por lo menos un conducto de separación gravitatorio 7 sustancialmente de igual longitud, dispuesto por debajo, rectilínea y paralelamente al conducto de suministro 6. Un dispositivo tubular acodado 8 une un primer extremo 6-1 del conducto de suministro 6 a un primer extremo 7-1 de cada uno de los conductos de separación.

El dispositivo colector común 1b comprende un primer depósito 3 alimentado con petróleo bruto por un conducto de alimentación que reposa en el fondo del mar 5 a través de un primer orificio de entrada 3-1. El primer depósito 3 comprende una pluralidad de primeros orificios de salida 3a conectados a una pluralidad de conductos de suministro 6 de una pluralidad de módulos de separación 1a, a nivel de los segundos extremos 6-2 de dichos conductos de suministro 6 y los alimentan con petróleo bruto.

Dos fases acuosa 11-1 y oleosa 10-1 están separadas dentro de los conductos de separación 7 antes de ser vertidas en un segundo depósito 4 por medio de los segundos orificios de entrada 4a de dicho segundo depósito a los que están unidos los segundos extremos 7-2 de los conductos de separación 7. La fase oleosa 10-1 está vehiculada en superficie desde un orificio de salida superior 4b-1 del segundo depósito 4 con la ayuda de una bomba 10a y a través de un primer conducto de evacuación 10. La fase oleosa 11-1 está vehiculada en el fondo del mar 30 con la ayuda de una segunda bomba 11a y a través de un segundo conducto de evacuación 11, preferentemente para ser reinyectada hacia otro pozo cercano, desde un orificio de salida inferior 4b-2 del segundo depósito 4.

En la figura 2, el dispositivo puede estar unido a:

- 1) 7 módulos de separación $1a, m_i$ siendo $i = 1$ a 7, pudiendo todos los módulos de separación $1a, m_i$ estar soportados por una misma y única viga transversal de soporte 9-1b de una primera base 9-1 fijada en el vértice de un primer pilar 20-1 de tipo "ancla de succión", introducido en el fondo del mar 30. Dicha primera base 9-1 comprende una plataforma inferior 9-1a dispuesta en el vértice del primer pilar 20-1 y que soporta unos primeros gatos hidráulicos 13, soportando dichos primeros gatos hidráulicos 13 una primera viga transversal de soporte 9-1b que se extiende en una dirección transversal Y_3Y_3 .

El primer depósito cilíndrico colector 3 se extiende en una dirección longitudinal axial Y_1Y_1 perpendicular a las direcciones longitudinales axiales X_1X_1 del conducto de llegada 6 y X_2X_2 de los conductos de separación 7. El segundo depósito cilíndrico colector 4 está dispuesto en una dirección longitudinal axial Y_2Y_2 paralela a dicha dirección longitudinal axial Y_1Y_1 de dicho primer depósito 3.

El dispositivo colector común 1b comprende una primera estructura de soporte 2, soportando esta última dichos primer y segundo depósitos 3 y 4. Dicha primera estructura de soporte 2 está soportada a su vez por una segunda base 9-2 que descansa en el fondo del mar 30. La segunda base 9-2 está fijada en el vértice de un segundo pilar 20-2 de tipo "ancla de succión" introducido en el fondo del mar 30.

El primer orificio de entrada 3-1 está situado en la parte baja de dicho primer depósito, comprende una porción de conducto de entrada cuyo extremo comprende un primer elemento de conexión 5a conectado o destinado a ser conectado a un primer elemento de conexión complementario 5b en el extremo del conducto submarino de alimentación 5. Dicho primer elemento de conexión 5a se mantiene en posición fija en subsuperficie de una primera plataforma 2b de dicha primera estructura de soporte 2.

Cada primer orificio de salida 3a comprende una primera porción de conducto de salida rígido acodado, cuyo extremo comprende un segundo elemento de conexión 3a-2 conectado o destinado a ser conectado a un segundo elemento de conexión complementario 6-3 de dicho segundo extremo 6-2 del conducto de llegada 6. El segundo elemento de conexión 3a-2 se mantiene en posición fija con respecto a la primera estructura de soporte 2, debido a que dicha primera porción de conducto de salida acodada 3a es rígida y relativamente corta por un lado, y debido a que el primer depósito 3 está soportado y fijado a su vez sobre dicha plataforma superior 2b de la primera estructura de soporte 2.

Cada uno de los 7 segundos elementos de conexión 3a-2 comprende o coopera con una primera válvula de obturación 3a-1. Dichos primeros orificios de salida 3a están dispuestos uno al lado del otro en la dirección axial longitudinal Y_1Y_1 del primer depósito 3. Solamente cinco de dichos primeros orificios de salida 3a, a saber los de los separadores m_2 a m_6 , están unidos cada uno a dicho segundo extremo 6-2 de un conducto de llegada 6.

Cada segundo orificio de entrada 4a comprende una segunda porción de conducto rígido cuyo extremo comprende un tercer elemento de conexión 4a-2, conectado o destinado a ser conectado a un tercer elemento de conexión complementario 7-3 a dicho segundo extremo 7-2 del conducto de separación 7. Dicho tercer elemento de conexión 4a-2 se mantiene en posición fija con respecto a dicha primera estructura de soporte 2, a que la primera porción de conducto de entrada 4a es rígida y relativamente corta por un lado y a que, por otro lado, el segundo depósito está soportado y mantenido a su vez en posición fija con respecto a dicha plataforma superior 2b de la primera estructura de soporte 2. Cada uno de los 7 terceros elementos de conexión 4a-2 comprende o coopera con una segunda válvula de obturación 4a-1. Dichos segundos orificios de entrada 4a están dispuestos unos al lado de los otros en la dirección longitudinal axial Y_2Y_2 de dicho segundo depósito 4. Solamente cinco de dichos segundos orificios de entrada 4a, a saber los de los módulos de separación m_2 a m_6 , están unidos a dicho segundo extremo 7-2 de un conducto de separación 7.

Los primeros orificios de salida 3a de dicho primer depósito 3 está dispuestos por el otro lado del plano axial

longitudinal vertical del primer depósito 3 con respecto a dicho primer orificio de entrada 3-1. Y, dichos segundos orificios de salida superior 4b-1 e inferior 4b-2 del segundo depósito 4 están dispuestos por el otro lado del plano axial longitudinal vertical del segundo depósito 4 con respecto a dichos segundos orificios de entrada 4a.

5 Dicho segundo orificio de salida superior 4b-1 está unido a dicha primera bomba de exportación 10a soportada por la plataforma superior transversal 2b de dicha primera estructura 2,2a. Dicha primera bomba 10a está unida a su vez a un primer conducto de evacuación 10 por medio de una primera porción de conducto de evacuación 10b que comprende en su extremo un cuarto elemento de conexión 10c. Dicho cuarto elemento 10c está mantenido en posición fija en sub-superficie de dicha plataforma superior 2b de dicha primera estructura de soporte 2. Dicho cuarto elemento de conexión 10c está conectado o destinado a ser conectado a un cuarto elemento de conexión complementario 10d en el extremo de dicho primer conducto de evacuación (10).

15 Dicho segundo orificio de salida inferior 4b-2 está unido a dicha segunda bomba de exportación 11a soportada por la plataforma superior 2b de dicha primera estructura de soporte 2. Dicha segunda bomba 11a está unida a su vez a un segundo conducto de evacuación 11 por medio de una segunda porción de conducto de evacuación 11b, comprendiendo ésta, en su extremo, un quinto elemento de conexión 11d. Dicho quinto elemento de conexión 11d está conectado o destinado a estar conectado a un quinto elemento de conexión complementario 11d del extremo de dicho segundo conducto de evacuación 11.

20 Dichos primer, cuarto y quinto elementos de conexión complementarios 5b, 10d, 11d, situados en los extremos de dichos conductos submarinos de alimentación que descansan en el fondo del mar (5) y, respectivamente, dichos primer y segundo conductos de evacuación (10, 11), está soportados por una primera plataforma 9_{2b} de dicha segunda base 9-2, mantenidos en posición fija en la superficie de dicha primera plataforma 9_{2b} de dicha segunda base 9-2.

25 Los diferentes primer, segundo, tercero, cuarto y quinto elementos de conexión están constituidos por unas partes machos o hembras de conectores automáticos conocidos por el experto en la materia, mientras que los primer, segundo, tercer, cuarto y quinto elementos de conexión complementarios están constituidos, respectivamente, por unas partes hembras o, respectivamente, machos de dichos conectores automáticos.

30 Dichos primeros orificios de salida de dicho primer depósito están dispuestos por el otro lado del plano axial longitudinal vertical de dicho primer depósito en la dirección XX, con respecto a dicho primer orificio de entrada y dichos segundos orificios de salida superior e inferior de dicho segundo depósito están dispuestos por el otro lado del plano axial longitudinal vertical del segundo depósito, en la dirección XX, con respecto a dichos segundos orificios de entrada.

35 El primer depósito 3 está constituido por un depósito cilíndrico de sección circular. Está alimentado por medio del conducto submarino de alimentación 5 que desemboca en el primer conducto de entrada 3-1 con petróleo bruto parcialmente desgasificado en una instalación submarina no representada proveniente de un pozo alejado.

40 El segundo depósito 4, también denominado "depósito colector" está representado con una forma sustancialmente paralelepípedica en las figuras, para distinguirlo mejor del primer depósito 3. Sin embargo, preferentemente, el segundo depósito 4 comprende una sección transversal circular con unos fondos abombados para resistir mejor a la presión del fondo.

45 Este segundo depósito 4 recibe las fracciones agua 11-1 y aceite 10-1 del petróleo después de la separación, siendo la fracción aceite 10-1 evacuada por el orificio de salida superior 4b-1, mientras que la fracción acuosa 11-1 es evacuada por el orificio de salida inferior 4b-2.

50 La primera bomba 10b envía el aceite 10-1 bajo presión a través del primer conducto de evacuación 10 que desemboca a nivel de un soporte flotante de tipo FPSO situado en superficie a varios kilómetros de distancia.

55 La segunda bomba 11b envía la fase acuosa 11-1 bajo presión hacia un pozo de reinyección no representado, por medio del segundo conducto de evacuación 11 que une el pozo de inyección de agua situado cerca.

60 La separación propiamente dicha se efectúa en cada uno de los módulos de separación m_2 a m_6 , 1a en configuración de horquilla. Cada módulo de separación m_2 a m_6 está constituido por un conducto superior de llegada 6 del petróleo bruto situado por encima del conducto de separación propiamente dicho 7. El primer extremo o extremo izquierdo 6-1 del conducto de llegada 6 está unido de manera estanca al extremo izquierdo o primer extremo 7-1 del conducto de separación 7 por una porción de conducto de transición curvado en U 8 y que presenta una variación de diámetro, preferentemente continuo, para pasar del diámetro D6 al diámetro superior D7 del conducto 7. A nivel del primer extremo 6-1 del conducto 6, el petróleo bruto es una mezcla de agua-aceite que constituye una emulsión. Después, durante la progresión regular del fluido en el conducto de separación 7, el efecto de gravedad que actúa sobre los dos fluidos de densidades diferentes, las partículas de aceite migran naturalmente hacia arriba y las partículas de agua hacia abajo dentro del conducto de separación 7. La separación está en general completamente terminada a una longitud L2 que representa por lo menos 1/2 o 2/3 de la longitud L de los conductos

de separación 7 desde dichos primeros extremos 7-1.

Unos elementos de refuerzo mecánico 12 que unen el conducto de llegada 6 y el conducto de separación 7 dan al conjunto en horquilla así constituido una gran inercia y una gran rigidez en el plano vertical, lo cual garantiza una excelente linealidad del conducto de separación 7. Debido a que los conductos de separación 7 descansan sobre unas cuñas 9_{1c} dispuestas por encima de la viga superior 9_{1b} cuyo eje longitudinal transversal Y_3Y_3 está situado aproximadamente a una distancia L_1 de 1/3 de la distancia L desde el primer extremo 7-1, la flecha eventual de la parte de los conductos de separación 7 entre la primera base 9-1 y la segunda base 9-2 es extremadamente muy baja. Los primeros gatos hidráulicos 13 soportados por una plataforma inferior 9_{1a} en el vértice del primer pilar 20-1 y que soportan dicha viga superior transversal 9_{1b}, permiten ajustar la altura y la horizontalidad o la inclinación de dicha viga superior 9_{1b} y por lo tanto permite ajustar la altura y la horizontalidad o la inclinación del conjunto de los módulos de separación 1a.

En las figuras 2 y 7C, se han representado dos sitios suplementarios desocupados de módulos de separación m_1 y m_7 . Se comprende que las válvulas de obturación 3a-1 y 4a-1 en el extremo de los dos primeros orificios de entrada 3a y, respectivamente, dos de los segundos orificios de entrada 4a de los sitios de los módulos m_1 y m_7 desocupados están en posición cerrada, mientras que las válvulas de obturación para los módulos m_2 y m_6 están en posición abierta.

Las válvulas de obturación 3a-1 y 4a-1 pueden ser de tipo convencional y estar controladas de manera mecánica por el brazo robotizado de un ROV, submarino automático 40 pilotado desde la superficie. Pero son ventajosamente de tipo automático, controladas desde la superficie por una conexión directa entre el FPSO y el dispositivo separador submarino 1. Una unión directa de este tipo puede estar asegurada por un cable, no representado, que asegura el suministro de energía eléctrica, así como las señales de mando de los diversos automatismos del separador submarino 1.

Se aísla un módulo 1a cerrando las válvulas 3a-1 de dichos primeros conductos de salida 3a y las válvulas 4a-1 de dichos segundos conductos de entrada 4a del módulo m_2 , m_6 correspondiente, lo cual permite desmontar dicho módulo de separación 1a para subirlo en superficie para efectuar o bien un control o un mantenimiento, o bien para sustituirlo por un módulo que presenta unas características de diámetro o de longitud diferentes. En el caso de cambio de tipo de módulo, convendrá por supuesto cambiar el conjunto de los módulos para que sean todos idénticos y presenten entonces unas prestaciones de separación idénticas. Conviene señalar que los nuevos módulos 1a deberán estar equipados en sus segundos extremos o extremos derechos 6-2, 7-2 con partes respectivamente hembra-macho, idénticas a las de los módulos 1a a los que sustituyen, correspondiendo estas últimas a los extremos respectivamente macho-hembra de los conectores automáticos 3a-2 situados en los extremos de los primeros conductos de salida 3a y 4a-2 en los extremos de los segundos conductos de entrada 4a.

Así, en función de las variaciones de las características del petróleo bruto que proviene del pozo, y de manera que se garantice un funcionamiento correcto de la separación, se aislará, por lo tanto se suprimirá ventajosamente, uno o varios módulos de separación 1a de manera que se mantenga una velocidad del fluido a separar óptima. En caso de aumento del caudal del pozo a lo largo del tiempo, por ejemplo debido a una llegada más grande de agua (aumento del "water-cut") se instalará ventajosamente uno o varios módulos de separación suplementarios, por ejemplo dos módulos de separación suplementarios en las líneas m_1 y m_7 como reserva del dispositivo separador 1 de la figura 2. En otros casos, a lo largo de la duración de vida del pozo que se puede extender a 20-25 años, incluso más, se tendrá que sustituir el conjunto de los módulos de separación 1a por unos módulos más adaptados, en términos de diámetro y longitud L de dichos conductos de separación 7.

Para asegurar un funcionamiento correcto, el conjunto de los módulos de separación 1a debe tener una inclinación idéntica. En general, deben estar en posición horizontal. Pero, según las características fisicoquímicas del petróleo, se puede llegar a inclinar ligeramente los módulos de separación en el plano XoZ en algunos grados, o bien de manera positiva, o bien negativa, por ejemplo en un ángulo que puede ir hasta más o menos 6° con respecto a la horizontal. Para ello, se puede accionar, con el ROV 40, dichos primeros gatos hidráulicos 13 a nivel de dicha primera base 9-1. La segunda base 9-2 está también equipada con una pluralidad de segundos gatos hidráulicos 14 similares a los primeros gatos hidráulicos 13, estos segundos gatos hidráulicos 14 están soportados por una plataforma superior 9_{2b} en el vértice de la segunda base 9-2, soportando dichos segundos gatos hidráulicos 14 la plataforma inferior 2a de dicha primera estructura de soporte 2 y permitiendo así ajustar la altura, la horizontalidad o la inclinación de dicho dispositivo colector 1b y/o de los módulos de separación en combinación con el ajuste de los primeros gatos hidráulicos 13. Es deseable garantizar a nivel de los conductos de separación 7 de dichos primer y segundo depósitos 3, 4 una horizontalidad perfecta o una ligera inclinación bien ajustada en los planos XoZ o YoZ. Una vez terminados los ajustes de nivel a nivel de dichos primeros gatos hidráulicos 13 y segundos gatos hidráulicos 14, se pueden instalar unos calados mecánicos 15 constituidos por ejemplo de juegos de cuñas inclinadas complementarias 15-1, 15-2, colocadas y ajustadas por el ROV 40, y después retraer los gatos hidráulicos, esperando una reactivación futura para un reajuste de la horizontalidad del conjunto o una modificación del ángulo de la inclinación.

Todos los módulos de separación 1 son idénticos, por lo tanto el caudal global que entra a nivel del primer conducto

de entrada 3-1 está dividido por el número de módulos de separación. En otras palabras, el caudal en cada uno de los 5 módulos de separación 1a es igual a 1/5 del caudal que entra a nivel del primer conducto de entrada 3-1. Todos los módulos de separación están a nivel de dichos primeros orificios de salida 3a al mismo nivel de presión que corresponde a la presión del primer depósito 3, y a nivel del primer orificio de entrada 4a, al mismo nivel de presión que corresponde a la presión del segundo depósito colector 4. En caso de desequilibrio en uno de los módulos de separación, por ejemplo una disminución del caudal propiamente dicho del módulo de separación, el caudal del fluido en el interior de los otros módulos de separación se verá sustancialmente aumentado, lo cual aumentará la pérdida de carga dentro del conducto de separación y por lo tanto disminuirá los caudales propios de dichos otros módulos de separación, reequilibrando así cada uno de los caudales de los diferentes módulos de separación. Por el contrario, en caso de depósito de arena en dichos conductos de suministro 6 y sobre todo el conducto de separación 7 de un módulo de separación, éste ya no tendrá entonces las mismas prestaciones hidrodinámicas y el conjunto de los módulos de separación estará entonces desequilibrado, ya que algunos podrían eventualmente volverse ineficaces e incluso obstruirse. Para evitar este fenómeno de atasco temido, se efectúa regularmente un cierre de las válvulas 3a-1 y 4a-1 del conjunto de los módulos de separación, salvo las válvulas de uno de los módulos de separación que se desea limpiar. En efecto, en los procesos de separación, la velocidad del fluido en los módulos de separación no impide el depósito de grandes partículas de arena en los conductos 6 y 7, ya que sólo las partículas de diámetro más bajo son arrastradas por el aceite y por el agua.

Dirigiendo la totalidad de la producción de fluido hacia un solo módulo de separación, se multiplica la velocidad del fluido en dicho módulo de separación sustancialmente por 5, la arena depositada en los conductos 6 y 7 de dicho módulo es entonces arrastrada hacia el depósito colector 4. En la operación de limpieza, el fluido continúa circulando, pero el dispositivo separador 1 se encuentra globalmente fuera de servicio. En efecto, se ha detenido previamente la reinyección de agua en los pozos lejanos o el vertido al mar del agua tratada, y se envía hacia la superficie la totalidad del fluido, es decir el petróleo en curso de separación en el momento de la detención, y después de algunos instantes, el petróleo bruto cargado de arena resultante de la limpieza del módulo de separación. Al cabo de algunos minutos, estando el módulo de separación limpiado, se cierran las válvulas correspondientes para aislarlo y simultáneamente abrir las válvulas 3a-1, 4a-1 del módulo de separación siguiente. Se procede así a intervalos y una vez limpio el conjunto de los módulos de separación, se reabren todas las válvulas 3a-1 y 4a-1 para reiniciar el proceso de separación.

Durante todo este periodo de limpieza, así como durante la fase de reinicio del proceso de separación, la totalidad de la producción es reenviada a la superficie para el tratamiento a bordo del FPSO.

Esta fase de reinicio puede durar de 15 a 30 minutos, incluso menos, y el conjunto del proceso de limpieza y de reinicio puede ser efectuado en 30 a 45 minutos, según la calidad del petróleo bruto considerado y el número de módulos de separación. Se efectuará ventajosamente esta limpieza de manera regular, por ejemplo cada mes, incluso más frecuentemente, con el fin de evitar que la arena se acumule demasiado y perturbe el funcionamiento del separador 1. El petróleo bruto reenviado a la superficie se tratará entonces y la cantidad de arena ventajosamente se medirá de manera precisa, para determinar de manera óptima la fecha de la próxima operación de limpieza.

En el caso de un módulo de separación que comprende dos conductos de separación 7, tal como se representa en la figura 3, el procedimiento de limpieza es ligeramente diferente. Se detalla a continuación en relación con la figura 4 que representa en plano dicho módulo de separación doble denominado "módulo bi-tubo", es decir que comprende dos conductos de separación 7.

Estando cerradas todas las válvulas 3a-1 y, llegado el caso, las válvulas 4a-1 de los otros módulos de separación, se cierra la válvula 4a-1 de uno de los conductos de separación 7a o 7b del módulo de separación de doble tubo a limpiar. Todo el petróleo bruto pasa entonces al conducto de suministro 6 y al segundo conducto de separación 7b o, respectivamente, 7a, y la velocidad del fluido lleva los depósitos de arena, y después, al cabo de algunos minutos, se abre la válvula 4a-1 del conducto de separación 7a o 7b inicialmente cerrado y se cierra la otra válvula 4a-1 del otro conducto de separación 7b o, respectivamente, 7a, lo cual tiene por efecto dirigir la totalidad del fluido a gran velocidad hacia el otro conducto de separación del mismo módulo de doble tubo. Al cabo de algunos minutos, se cierra la válvula 3a-1 del módulo de separación así limpiado, y después se procede por intervalos con cada uno de los módulos de separación.

En una versión preferida de la invención, descrita en relación a la figura 5, el conducto de suministro 6 tiene el mismo diámetro que el conducto de separación 7 y están dispuestos paralelamente en un mismo plano horizontal XoY. Así, cuando el petróleo bruto sale del primer conducto de salida 3a unido al primer depósito 3, puede empezar la separación y se efectúa entonces en una distancia doble, a saber una primera distancia L que corresponde a la longitud del conducto de suministro 6 a la ida, después a la vuelta, de nuevo sobre una segunda distancia L que corresponde a la longitud del conducto de separación 7. Procediendo así, se reduce ventajosamente la longitud L del módulo, lo cual presenta un interés en el caso en el que los módulos de separación requeridos, teniendo en cuenta la calidad del petróleo o la cantidad del petróleo a tratar, necesitaran una altura muy grande, por ejemplo de 60 a 70 m de longitud. Se puede así reducir a la mitad la longitud de los módulos de separación.

En esta configuración, es imperativo que los dos conductos 6 y 7 estén en el mismo plano horizontal, ya que si estuviesen superpuestos, durante el paso del fluido del conducto superior 6 al conducto inferior 7, una parte del agua que se encuentra ya separada en la parte baja del conducto superior 6, caería naturalmente por gravedad en el conducto inferior 7 y por lo tanto se volvería a mezclar. A la inversa, la parte oleosa del petróleo más ligera se acumularía en el conducto superior 6, pero terminaría también por alcanzar el conducto inferior 7 al final de algún tiempo; resultaría una re-mezcla también más o menos aleatoria del aceite y del agua, lo cual iría en contra del objetivo buscado.

En el modo de realización de tipo módulo de doble tubo de la figura 3, se dispondrá ventajosamente una estructura de refuerzo 12 apta para mantener el posicionamiento del tipo triangular del conducto superior 6 con respecto a los dos conductos inferiores 7. Asimismo, en el caso de un módulo de separación mono-tubo de doble recorrido, tal como se representa en la figura 5, se dispondrá también una estructura de refuerzo triangular 12 entre una viga superior en H 12a, que actúa entonces ventajosamente como larguero superior del módulo con respecto a los dos conductos inferiores 7 en el caso de un módulo de separación mono-tubo de doble recorrido, tal como se representa en la figura 5, dando así al conjunto una gran rigidez.

En las versiones descritas en referencia a las figuras 1 a 3, los conductos de suministro 6 tienen un diámetro más bajo que los conductos de separación 7, 7a-7b, de manera que el petróleo bruto circule más rápidamente y que la separación no tenga tiempo de volverse significativa en el conducto de suministro 6, para evitar un re-mezclado durante el paso al conducto de separación 7, en particular a nivel de los dispositivos de transición acodados 8. Este re-mezclado, como se ha mencionado anteriormente, podría desestabilizar el proceso de separación agua-aceite. Así, el diámetro interior del conducto de suministro 6 estará comprendido entre el 30 y el 100%, preferentemente entre el 50 y el 100% del diámetro interior del conducto de separación 7, 7a-7b.

Durante las operaciones de limpieza de los módulos de separación 1a, la velocidad del fluido en el conducto de suministro 6 será superior a la del conducto de separación 7, 7a-7b. Pero, en todos los casos la velocidad en el conducto de separación 7, 7a-7b será superior a la velocidad que permite volver a poner en suspensión las partículas de arena.

Para mejorar la eficacia de la limpieza de los módulos de separación, se dispondrá ventajosamente en los conductos de separación 7 unos pasos en zig-zag 16 representados en la figura 6A que representa dicho conducto de separación 7 en sección longitudinal y en la figura 6B en sección transversal YoZ. Estos pasos en zig-zag están destinados a crear unas turbulencias que forman unos torbellinos principalmente en la parte baja del conducto de separación y están dispuestos ventajosamente en el tercio inferior de la altura de dicho conducto. Estos pasos en zig-zag se encuentran así principalmente en la parte de agua del conducto y están dimensionadas con el fin de crear un mínimo de pérdidas de carga, por lo tanto de turbulencias en funcionamiento normal, y de crear un movimiento que forma unos torbellinos intensos cuando aumenta la velocidad del fluido, como se ha explicado anteriormente. Estos pasos en zig-zag están preferentemente unidos al conducto por soldadura desde el interior del conducto durante la fabricación de los módulos.

Las bombas 10a, 11a integradas en la estructura portadora 2 están dispuestas ventajosamente en unos módulos extraíbles por simple elevación desde la superficie. Con este fin, las bombas estarán equipadas con conectores automáticos a la entrada así como a la salida, y con conexiones eléctricas submarinas conocidas por el experto en la materia, con el fin de poder ser desconectadas y llevadas a la superficie para efectuar los mantenimientos necesarios antes de ser reinstaladas o más simplemente sustituidas. Las bombas pueden también ser mandadas y alimentadas desde la superficie por medio de cables no representados.

Los conductos 6 y 7 de los módulos de separación 1a están ventajosamente realizados en un material insensible a la corrosión, preferentemente en acero inoxidable o en acero dúplex, de manera que la superficie interna de dichos conductos no se modifique en el tiempo y que sus rendimientos hidrodinámicos sigan siendo idénticos en particular entre todos los módulos de separación y sustancialmente constantes durante toda la duración de la explotación.

A título de ejemplo, un separador submarino 1 según la invención, destinado a equipar un campo petrolífero al final de su vida útil, es decir una serie de pozos que producen sobre todo agua y poco petróleo mandará a la superficie sólo el resto oleoso del petróleo. Así, para tratar 25000 barriles por día de petróleo bruto, es decir aproximadamente 4000 m³ por día, o también 167 m³/h, y que presenta una proporción de agua ("water cut") del 75%, se utilizará un dispositivo de separación 1 equipado con 3 módulos de separación 1a, que comprenden cada uno un conducto de suministro superior 6 de diámetro exterior de 200 mm y de 8,55 mm de grosor, con un conducto de separación 7 inferior de diámetro exterior de 300 mm y de 12,8 mm de grosor, con un primer depósito 3 tubular circular de fondos abombados de longitud de 5 m, de diámetro exterior de 0,75 m y de 32,1 mm de grosor, y con un segundo depósito 4 tubular de sección circular de fondos abombados de 5 m de longitud, de diámetro exterior de 1 m y de 42,8 mm de grosor. Los conductos 6 y 7 de 50 m de longitud estarán ventajosamente equipados con un sistema de aislamiento térmico de conducto de 100 mm de grosor constituido por un gel aislante contenido en un revestimiento deformable, tal como se describe en las solicitudes de patente anteriores de la solicitante, pesando cada uno de los módulos de separación aproximadamente 25 toneladas en el aire y aproximadamente 20 toneladas en agua.

El dispositivo colector 1b que comprende el primer depósito 3, el segundo depósito 4, la estructura de soporte 2, así como las válvulas automatizadas 3a-1, 4a-1, las bombas 10a, 11a y el conjunto de los conectores automáticos pesa aproximadamente 25 toneladas en el aire y 20 toneladas en agua.

5 El ancla de succión de acero 20-2, de forma cilíndrica hueca, mide 6 m de diámetro, 35 m de longitud y tiene un grosor de 15 mm, lo cual representa un peso de aproximadamente 75 toneladas en agua, incluyendo la segunda base 9-2 y los segundos gatos hidráulicos 14. El ancla de succión 20-1 de igual forma cilíndrica hueca de acero, mide 2,5 m de diámetro, 20 m de longitud y tiene un grosor de 10 mm, lo cual representa un peso de aproximadamente 15 toneladas en agua incluyendo la primera base 9-1 y los primeros gatos hidráulicos 13.
10 Procediendo con un separador submarino 1 de este tipo, se deja así el 75% de la producción (es decir 3000 m³ de agua por día) en el fondo del mar y se sube a bordo del FPSO sólo el 25%, que representa la totalidad del valor comercial del petróleo bruto producido, es decir aproximadamente 1000 m³ de aceite por día.

15 Todos los módulos de separación 1a tienen unas presiones de referencia comunes al punto de alimentación 6-2 (presión de entrada) y al punto de recogida 7-2 (presión de salida). Esto significa que la pérdida de carga a través de todos los separadores es idéntica. Así, con composición idéntica, salvo si uno de los conductos 7 presenta un diámetro más bajo (depósito de salida por ejemplo), el caudal es igual en todos los módulos de separación. La única manera de desestabilizar los caudales es generar una diferencia de composición entre los módulos de separación. En efecto, imponiendo una misma pérdida de carga, se forman dos pares de caudales/composiciones posibles, un primer par con los caudales y composiciones idénticos (caso de referencia 23), otro par con un conducto 7 alimentado por un caudal bajo 24-24a de líquido más viscoso que la composición de referencia y el otro un fuerte caudal 25-25a de líquido menos viscoso que la composición de referencia.

25 En el diagrama de la figura 7A, se ha representado la variación de pérdida de carga en el caso de un bruto que presenta un "water-cut" alejado del punto de inversión. Parece que el sistema es fácil de estabilizar y difícil de desestabilizar. En efecto, el punto de referencia 23 corresponde a un mínimo de pérdida de carga, una disminución 24 o un incremento 25 del par caudal/viscosidad conduce a un aumento de las pérdidas de carga, el sistema tiende por lo tanto a volver naturalmente hacia el punto de referencia 23. Así, lejos del punto de inversión, las variaciones de composición generan bajas variaciones de viscosidad (positivas 25 o negativas 24) que aumentan la pérdida de carga global del sistema y tienden a devolver el caudal a su estado de equilibrio 23. El sistema es naturalmente estable.

35 El diagrama de la figura 7B corresponde al de un bruto que presenta un "water-cut" que corresponde al punto de inversión: parece esta vez que el sistema es poco estable. En efecto, el punto de referencia 23 corresponde entonces a un máximo de pérdida de carga, una disminución 24a o un incremento 25a del par caudal/viscosidad conduce a una disminución de las pérdidas de cargas, el sistema tiende por lo tanto a estabilizarse hacia su nuevo estado de equilibrio (24a, 25a) que presenta una asimetría de caudal/composición. Así, en el punto de inversión, bajas variaciones de composiciones generan unas variaciones drásticas de la viscosidad colocando los puntos 24a y 25a a ambos lados de la inversión, es decir con unas viscosidades muy inferiores al punto de referencia 23. Esta bajada significativa de la viscosidad disminuye la pérdida de carga global que tiende a dejar el sistema en su estado desequilibrado (24a, 25a). El sistema es entonces naturalmente inestable.

45 Para evitar encontrarse en la zona del punto de inversión, se efectúa ventajosamente un reciclaje del aceite obtenido a la salida del depósito colector 4, como se representa en la figura 7C. Para ello, se dispone en la porción de conducto 10b una válvula de tres vías 18 ajustable desde la superficie, que extrae una parte del aceite producido, por ejemplo el 30%, y la reinyecta mediante un conducto de derivación 17 en un mezclador 19 situado en el conducto de alimentación de petróleo bruto 5. El aceite así reinyectado y mezclado con el crudo tendrá por efecto modificar el "water-cut" del crudo entrante, y alejarse así del punto de inversión temido. Según los casos, se podrá llegar a reciclar no el aceite como se ha descrito anteriormente, sino el agua, en proporciones apropiadas, que pueden ser similares o ligeramente diferentes. El agua se extraerá en la porción de conducto 11b para ser reinyectada de la misma manera en el conducto de alimentación de petróleo bruto.

55 Para conocer en tiempo real el "water-cut" del petróleo bruto, se medirá ventajosamente, por ejemplo a nivel de cada una de las bombas 10a-11a, los caudales propios en aceite tratado 10-1 y en agua tratada 11-1, mediante unos medios conocidos por el experto en la materia, siendo la información entonces por ejemplo retransmitida en la superficie de manera que el operario pueda iniciar el reciclaje de un porcentaje apropiado de agua o de aceite, con el fin de alejarse del punto de inversión temido.

60 Para el depósito en el fondo del mar del dispositivo de separación 1, se realizan las etapas sucesivas siguientes, en las que:

65 1.1) se desciende desde la superficie dicho dispositivo colector común 1b equipado con dichos primer, tercer, cuarto y quinto elementos de conexión 3a-2, 4a-2, 10c, 11c en el extremo de dichas porciones de conducto de dicho primer orificio de salida 3a, segunda porción de conducto de dicho segundo orificio de entrada 4a y primera porción de conducto 11b soportada por dicho primer elemento de estructura de soporte 2a, y

- 5
- 1.2) se unen dichos cuarto y quinto elementos de conexión al cuarto y al quinto elemento de conexión complementario 6, 10d, 11d en los extremos de dichos conductos submarinos de alimentación que reposan en el fondo del mar, y dicho primer y segundo conductos de evacuación mantenidos en posición soportados a nivel de dicha segunda base anclada en el fondo del mar, y
- 10
- 2.1) se desciende desde la superficie dicho módulo de separación 1a equipado con dichos segundo y tercer elementos de conexión complementarios a dichos segundos extremos del conducto de suministro y respectivamente conducto de separación 6-2 y 7-2 que se depositan en dicha primera base 9-1 anclada en el fondo del mar, y
- 15
- 2.2) se realiza la conexión de dichos segundo y tercer elementos de conexión complementarios 6-3, 7-3 del módulo de separación 1a con dichos segundo y tercer elementos de conexión en los extremos de dichos primeros orificios de salida 3a y dichos segundos orificios de entrada 4a.
- 20
- El posicionamiento de dicho dispositivo colector común y de dicho módulo de separación frente a dicha segunda base y respectivamente primera base, así como sus conexiones respectivas, se realizan mediante el brazo robotizado de un ROV submarino automático pilotado desde la superficie.
- En la descripción de la invención, se ha descrito un conducto de suministro 6 situado por encima o al mismo nivel que el conducto de separación 7, pero este conducto de suministro 6 puede también estar situado por debajo del conducto de separación 7: permaneciendo idéntico el proceso de separación.

REIVINDICACIONES

1. Dispositivo modular de separación gravitatoria líquido/líquido (1) de dos fases líquidas de densidades diferentes de un fluido líquido, más preferentemente las fases acuosa (11-1) y fase oleosa (10-1) de un petróleo bruto, preferentemente parcial o totalmente desgasificado, reposando dicho dispositivo modular de separación en el fondo del mar (30), preferentemente a gran profundidad, de por lo menos 1000 m, caracterizado por que comprende:
- 5
- a) por lo menos un módulo de separación (1a), preferentemente una pluralidad de n módulos de separación, siendo n preferentemente un número entero de 5 a 10, estando cada módulo de separación (1a) soportado por lo menos por una primera base (9-1) que reposa en el fondo del mar, estando dicha primera base (9-1) anclada en el fondo del mar mediante fijación sobre un ancla, preferentemente fijación sobre un primer pilar (20-1) del tipo "ancla de succión", introducido en el fondo del mar, comprendiendo cada módulo de separación:
- 10
- a.1) un conducto de suministro de fluido (6) que se extiende en una dirección longitudinal axial (X_1X_1), y
- 15
- a.2) por lo menos un conducto de separación gravitatoria que se extiende de manera rectilínea en una dirección longitudinal axial (X_2X_2), dispuesta de tal manera que:
- 20
- un primer extremo (6-1) de dicho conducto de suministro (6) está unido a por lo menos un primer extremo (7-1) de por lo menos un conducto de separación (7, 7a-7b), y
 - el segundo extremo (6-2) de dicho conducto de suministro (6) está unido a un primer orificio de salida (3a) de un primer depósito cilíndrico colector (3) que se extiende preferentemente en una dirección longitudinal axial (Y_1Y_1) perpendicular a la dirección longitudinal axial (X_1X_1) de dicho conducto de suministro, estando el segundo extremo (7-2) de cada conducto de separación (7, 7a-7b) unido a un segundo orificio de entrada (4a) de un segundo depósito cilíndrico colector (4), y
- 25
- a.3) un dispositivo tubular acodado (8) apto para permitir la transferencia de dicho fluido entre dicho primer extremo (6-1) de dicho conducto de suministro (6) y cada primer extremo (7-1) de cada conducto de separación (7) de dicho módulo de separación (1a), y
- 30
- b) un dispositivo colector común (1b) soportado por una segunda base (9-2) que reposa en el fondo del mar (30), dicha segunda base (9-2) está anclada en el fondo del mar por fijación sobre un ancla, preferentemente una fijación sobre un segundo pilar (20-2) del tipo "ancla de succión" introducido en el fondo del mar, comprendiendo dicho dispositivo colector común (1b) una primera estructura de soporte (2,2a) soportada por dicha segunda base y que soporta:
- 35
- b.1) dicho primer depósito cilíndrico (3) que comprende:
- 40
- por lo menos un primer orificio de entrada (3-1), preferentemente situado en la parte baja de dicho primer depósito, estando dicho primer orificio de entrada (3-1) unido o destinado a estar unido a un conducto submarino de alimentación que reposa en el fondo del mar (5) que alimenta o que está destinado a alimentar dicho primer depósito con dicho fluido, y
 - una pluralidad de dichos primeros orificios de salida (3a), comprendiendo cada primer orificio de salida (3a), o cooperando con, una primera válvula de obturación (3a-1), estando por lo menos alguno(s) de dicho(s) primero(s) orificio(s) de salida (3a) unido(s) cada uno a un segundo extremo (6-2) de un conducto de suministro (6), estando dichos primeros orificios de salida (3a) dispuestos al lado el uno del otro en la dirección axial longitudinal (Y_1Y_1) de dicho primer depósito (3), y
- 45
- 50
- b.2) un segundo depósito (4) que comprende:
- 55
- una pluralidad de segundos orificios de entrada (4a), comprendiendo cada segundo orificio de entrada (4a), o cooperando con, una segunda válvula de obturación (4a-1), estando por lo menos alguno(s) de dicho(s) segundo(s) orificio(s) de entrada (4a) unido(s) cada uno a un segundo extremo (7-2) de un conducto de separación (7), estando dichos segundos orificios de entrada (4a) dispuestos al lado el uno del otro en la dirección longitudinal axial (Y_2Y_2) de dicho segundo depósito (4), y
 - por lo menos un segundo orificio de salida superior (4b-1) que coopera con una primera bomba de exportación (10a) unida o destinada a estar unida a un primer conducto de evacuación (10), y
 - por lo menos un segundo orificio de salida inferior (4b-2), que comprende, o que coopera con, una segunda bomba de exportación (11a) unida o destinada a estar unida a un segundo conducto de evacuación (11).
- 60
- 65

2. Dispositivo modular de separación gravitatoria líquido/líquido según la reivindicación 1, caracterizado por que:

- 5 - cada conducto de separación gravitatoria se extiende de manera rectilínea en una dirección longitudinal (X_2X_2) situada en un mismo plano que la dirección longitudinal (X_1X_1) de dicho conducto de suministro, preferentemente de manera paralela a dicho conducto de suministro (6), y
- 10 - dicho segundo depósito cilíndrico colector (4) está dispuesto en una dirección longitudinal axial (Y_2Y_2) paralela a dicha dirección longitudinal axial (Y_1Y_1) de dicho primer depósito, y
- 15 - las direcciones longitudinales (X_1X_1) del conjunto de dichos conductos de suministro están dispuestas paralelamente entre sí, y
- las direcciones longitudinales (X_2X_2) del conjunto de dichos conductos de separación (7) están dispuestas paralelamente entre sí.

3. Dispositivo modular de separación gravitatoria líquido/líquido (1) según la reivindicación 1 o 2, caracterizado por que dicho dispositivo colector común (1a) comprende:

- 20 i) un primer depósito (3) en el que:
 - 25 - dicho primer orificio de entrada (3-1) comprende una primera porción de conducto de entrada cuyo extremo, mantenido en posición fija con respecto a dicha primera estructura de soporte (2, 2a) comprende un primer elemento de conexión (5a) conectado o destinado a estar conectado a un primer elemento de conexión complementario (5b) en el extremo de dicho conducto submarino de alimentación (5), siendo preferentemente dicha primera porción de conducto de entrada (3-1) una primera porción de conducto rígido cuyo primer elemento de conexión (5a) está mantenido en posición fija en la parte inferior de dicha primera estructura de soporte (2, 2a), y
 - 30 - cada primer orificio de salida (3a) comprende una primera porción de conducto de salida rígido, cuyo extremo, mantenido en posición fija con respecto a dicha primera estructura de soporte (2, 2a), comprende un segundo elemento de conexión (3a-2) conectado o destinado a estar conectado a un segundo elemento de conexión complementario (6-3) de dicho segundo extremo (6-2) de conducto de suministro (6), y
- 35 ii) un segundo depósito (4) en el que:
 - 40 - cada segundo orificio de entrada (4a) comprende una segunda porción de conducto rígido cuyo extremo, mantenido en posición fija con respecto a dicha primera estructura de soporte (2, 2a) comprende un tercer elemento de conexión (4a-2), conectado o destinado a estar conectado a un tercer elemento de conexión complementario (7-3) en un segundo extremo (7-2) de conducto de separación (7), y
 - 45 - cada segundo orificio de salida superior (4b-1) está unido a dicha primera bomba (10a) soportada por dicha primera estructura de soporte (2, 2a), estando dicha primera bomba (10a) unida por un cuarto elemento de conexión (10c) a dicho primer conducto de evacuación (10), preferentemente por medio de una primera porción de conducto de evacuación (10b) cuyo extremo comprende un cuarto elemento de conexión (10c), siendo dicho cuarto elemento de conexión (10c) mantenido en posición fija con respecto a dicha primera estructura de soporte (2, 2a), más preferentemente en la parte inferior de dicha primera estructura de soporte (2, 2a), estando dicho cuarto elemento de conexión (10c) conectado o destinado a estar conectado a un cuarto elemento de conexión complementario (10d) en el extremo de dicho primer conducto de evacuación (10), y
 - 50 - cada segundo orificio de salida inferior (4b-2) está unido a una segunda bomba (11a) soportada por dicha primera estructura de soporte (2, 2a), estando dicha segunda bomba (11a) unida por un quinto elemento de conexión a un segundo conducto de evacuación (11), preferentemente por medio de una segunda porción de conducto de evacuación (11b), cuyo extremo comprende un quinto elemento de conexión (11d), siendo dicho quinto elemento de conexión (11d) mantenido en posición fija con respecto a dicha primera estructura de soporte (2, 2a), más preferentemente en la parte inferior de dicha primera estructura de soporte (2, 2a), estando dicho quinto elemento de conexión (11d) conectado o destinado a estar conectado a un quinto elemento de conexión complementario (11d) del extremo de uno de un segundo conducto de evacuación (11), y
 - 55 - dichos primer, cuarto y quinto elementos de conexión complementarios (5b, 10d, 11d) situados en los extremos de dicho conducto submarino de alimentación que reposa en el fondo del mar (5) y, respectivamente, dichos primer y segundo conductos de evacuación (10, 11) están soportados por dicha segunda base (9-2) y mantenidos en posición fija en la superficie de una primera plataforma (9_{2b}) de dicha segunda base (9-2).
 - 60
 - 65

4. Dispositivo modular de separación gravitatoria líquido/líquido (1) según una de las reivindicaciones 1 a 3, caracterizado por que dicho conducto de suministro (6) presenta un diámetro inferior al del conducto de separación y está dispuesto por encima del conducto de separación.
5. Dispositivo modular de separación gravitatoria líquido/líquido (1) según una de las reivindicaciones 1 a 4, caracterizado por que dicho módulo de separación (1a) comprende un conducto de suministro superior (6) dispuesto por encima de por lo menos dos conductos de separación inferiores (7a, 7b).
6. Dispositivo modular de separación gravitatoria líquido/líquido (1) según una de las reivindicaciones 1 a 5, caracterizado por que dicho módulo de separación comprende dicho conducto de suministro (6) y dicho conducto de separación (7) dispuestos uno al lado del otro a una misma profundidad y de igual diámetro.
7. Dispositivo modular de separación líquido/líquido según una de las reivindicaciones 1 a 6, caracterizado por que todos los módulos de separación (1a, m_i) están soportados por una misma y única primera base (9-1), extendiéndose dicha primera base (9-1) en una dirección longitudinal (Y₃Y₃) perpendicular a las direcciones longitudinales (XX', X₁X₁, X₂X₂) de dichos módulos de separación (1a) y estando dicha primera base (9-1) situada en la dirección longitudinal (XX') de dichos módulos de separación a una distancia L₁ de dichos primeros extremos (6-1, 7-1) de dichos módulos de separación (1a) igual a un valor de 1/3 a 1/2 de la longitud total L de dichos módulos de separación (1a) a partir de dichos primeros extremos (6-1, 7-1) de dichos módulos de separación.
8. Dispositivo modular de separación líquido/líquido según una de las reivindicaciones 1 a 7, caracterizado por que dicho módulo de separación (1a) comprende unos elementos mecánicos de refuerzo (12) que aseguran una unión rígida entre dicho conducto de suministro (6) y dicho o dichos conductos de separación (7), preferentemente sobre toda su longitud.
9. Dispositivo modular de separación líquido/líquido según una de las reivindicaciones 1 a 8, caracterizado por que comprende un conducto de derivación a partir de dicho segundo orificio de salida superior (4b-1) o de dicho primer conducto de evacuación (10) y/o un conducto de derivación (17) a partir de dicho segundo orificio de salida inferior (4b-2) o de dicho segundo conducto de evacuación (11), preferentemente con la ayuda de una válvula de tres vías (18), con el fin de transferir a un conducto submarino de alimentación que reposa en el fondo del mar (5) que alimenta dicho primer depósito, una fracción del líquido que sale de dicho segundo orificio de salida superior (4b-1) o, respectivamente, dicho segundo orificio de salida inferior (4b-2), más preferentemente transfiriendo dicha fracción de líquido a un mezclador (19) situado a nivel de dicho conducto submarino de alimentación que reposa en el fondo del mar (5).
10. Dispositivo según una de las reivindicaciones 1 a 9, caracterizado por que dicha primera base (9-1) coopera con unos primeros gatos hidráulicos (13) aptos para ajustar la horizontalidad o la inclinación de dichos módulos de separación (1a) con respecto a la horizontal y/o dicha segunda base (9-2) coopera con unos segundos gatos hidráulicos (14) aptos para ajustar la horizontalidad o la inclinación de dichos módulos de separación y/o la horizontalidad o la inclinación de dichos primer y segundo depósitos (3, 4) con respecto a la horizontal.
11. Procedimiento de utilización de un dispositivo modular de separación gravitatoria líquido/líquido según una de las reivindicaciones 1 a 10, caracterizado por que se realiza la separación de las fases oleosa (10-1) y fase acuosa (11-1) de un petróleo bruto, preferentemente parcial o totalmente desgasificado que puede contener arena, según las etapas sucesivas siguientes, en las que:
- 1) se alimenta dicho primer depósito (3) a partir de por lo menos un conducto submarino de alimentación (5) que reposa en el fondo del mar, de petróleo bruto preferentemente parcial o totalmente desgasificado en un dispositivo de separación líquido/gas y que proviene de un pozo en el fondo del mar, estando dicho conducto que reposa en el fondo del mar (5) unido a un primer orificio de entrada (3-1) de dicho primer depósito (3), y
 - 2) se hace circular dicho petróleo bruto desde dicho primer depósito (3) hacia dicho conducto de suministro (6), y
 - 3) se realiza la separación de una fase de aceite superior y de una fase acuosa inferior que pueden contener arena, por circulación de dicho petróleo bruto dentro de cada conducto de separación (7), y
 - 4) se evacua el fluido bifásico que sale de cada conducto de separación hacia un segundo orificio de entrada (4a) de dicho segundo depósito (4), y
 - 5) se evacua dicha fase oleosa desde por lo menos un segundo orificio de salida superior (4b-1) por medio de por lo menos un primer conducto de evacuación (10), preferentemente hacia un soporte flotante en superficie, con la ayuda de una primera bomba (10a), y
 - 6) se evacua dicha fase acuosa desde por lo menos un segundo orificio de salida inferior (4b-2) por medio de

por lo menos un segundo conducto de evacuación (11) con la ayuda de una segunda bomba (11a), preferentemente hacia un pozo en el fondo del mar en el que se reinyecta el agua de dicha fase acuosa.

5 12. Procedimiento de utilización según la reivindicación 11, en el que se utiliza un dispositivo modular de separación líquido/líquido, del cual por lo menos un primer orificio de salida (3a) y un segundo orificio de entrada (4a) aptos para ser conectados a un mismo módulo de separación, están cerrados y no conectados a un módulo de separación (1a), caracterizado por que después de la realización de las etapas 1) a 6), se realizan las etapas sucesivas siguientes, en las que:

10 7.1) se añade un módulo de separación (1a) que se desciende desde la superficie y del cual se conectan dichos segundos extremos (6-2, 7-2) de dichos conducto de suministro (6) y respectivamente conducto de separación (7) a dicho primer orificio de salida (3a) y respectivamente dicho segundo orificio de entrada (4a) desocupados, y después

15 8.1) se abren dichas válvulas de obturación (3a-1 y 4a-1) de dicho primer orificio de salida (3a) y dicho segundo orificio de entrada (4a).

20 13. Procedimiento de utilización según la reivindicación 11, en el que se utiliza un dispositivo modular de separación líquido/líquido (1) que comprende más de dos módulos de separación (1a), caracterizado por que después de la realización de las etapas 1) a 6), se realizan las etapas sucesivas siguientes, en las que:

7.2) se cierran dichas válvulas de obturación (3a-1, 4a-1) de un primer orificio de salida (3a) y de por lo menos un segundo orificio de entrada (4a) conectado a un mismo módulo de separación (1a), y

25 8.2) se desolidariza dicho módulo de separación conectado a dicho primer orificio de salida y dicho segundo orificio de entrada cuyas válvulas están cerradas, y después se vuelve a subir a la superficie dicho módulo de separación separado.

30 14. Procedimiento de utilización según la reivindicación 11, caracterizado por que en las etapas 5) y/o 6) se extrae una fracción del líquido evacuado a partir de dicho segundo orificio de salida superior (4b-1) y/o respectivamente de dicho segundo orificio de salida inferior (4b-2), que se reinyecta sobre dicho conducto submarino de alimentación (5) para mezclar dicha fracción de líquido con el petróleo bruto de alimentación y modificar así la proporción de agua del petróleo bruto que entra en dicho dispositivo modular de separación (1).

35 15. Procedimiento de utilización según la reivindicación 11, caracterizado por que después de la realización de una separación según las etapas 1) a 6), se realiza la limpieza de por lo menos un módulo de separación (1a) para evacuar la arena eventualmente depositada en el fondo de su conducto de separación realizando las etapas sucesivas siguientes, en las que:

40 7.3) se abren dichas válvulas de obturación (3a-1, 4a-1) de dichos primeros orificios de salida (3a) y/o de dichos segundos orificios de entrada (4a) del o de los módulos de separación (1a) a limpiar y se cierran las válvulas de obturación de dichos primeros orificios de salida (3a) y/o de dichos segundos orificios de entrada (4a) a los que están conectados los otros módulos de separación (1a) en mayor número que los módulos de separación a limpiar, debiendo ser limpiado preferentemente un solo módulo de separación (1a) y mantenido en comunicación abierta con dichos primeros orificios de salida y dichos segundos orificios de entrada, y

45 8.3) se hace circular a un caudal acelerado dicho petróleo bruto dentro de dicho o de dichos módulos de separación a limpiar exclusivamente, y

50 9.3) se envía hacia la superficie por medio de dicho segundo orificio de salida superior (4b-1) la totalidad del fluido que sale de dicho segundo depósito (4), no estando activada dicha segunda bomba (11a) que coopera con dicho segundo orificio de salida inferior (4b-2).

55 16. Procedimiento de instalación en el fondo del mar de un dispositivo modular de separación gravitatoria líquido/líquido según una de las reivindicaciones 1 a 10, caracterizado por que se realizan las etapas siguientes, en las que:

60 1) se desciende desde la superficie un dispositivo de colector común (1b) que se deposita en una segunda base (9-2) anclada en el fondo del mar y se conectan dicho primer orificio de entrada (3-1) y dicho segundo orificio de salida superior (4b-1) e inferior (4b-2) a dichos primer y segundo conductos de evacuación (10, 11), y

65 2) se desciende desde la superficie por lo menos un módulo de separación (1a) que se deposita en una primera base (9-1) anclada en el fondo del mar y se conectan dichos segundos extremos (6-2, 7-2) de dichos conducto de suministro y conducto de separación con dichos primeros orificios de salida (3a) y respectivamente dichos segundos orificios de entrada (4a) de dicho dispositivo colector común (1b).

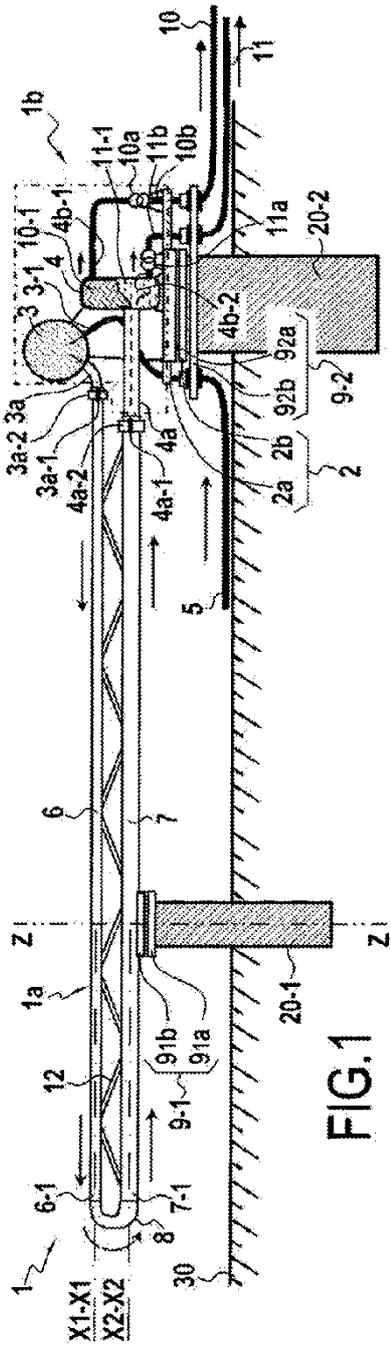


FIG. 1

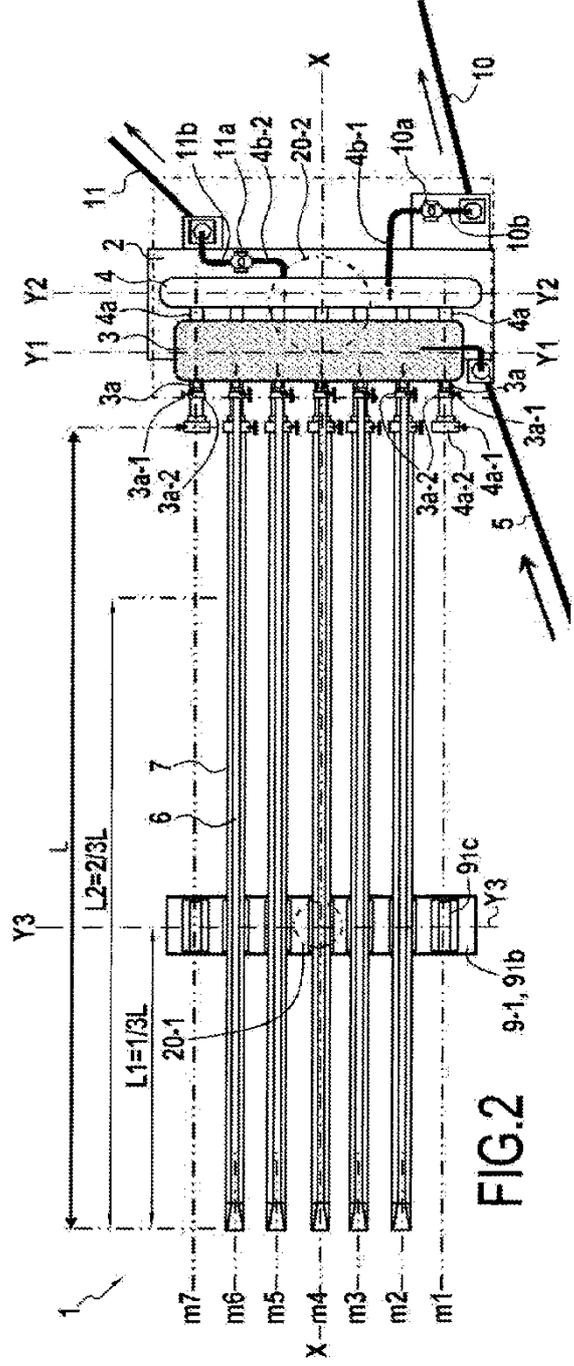
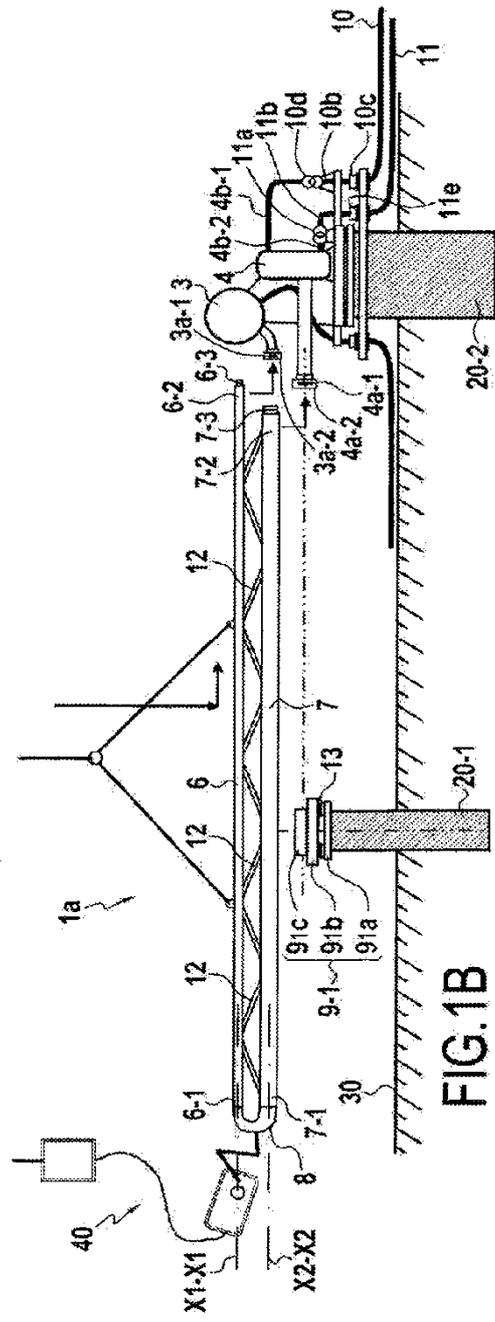
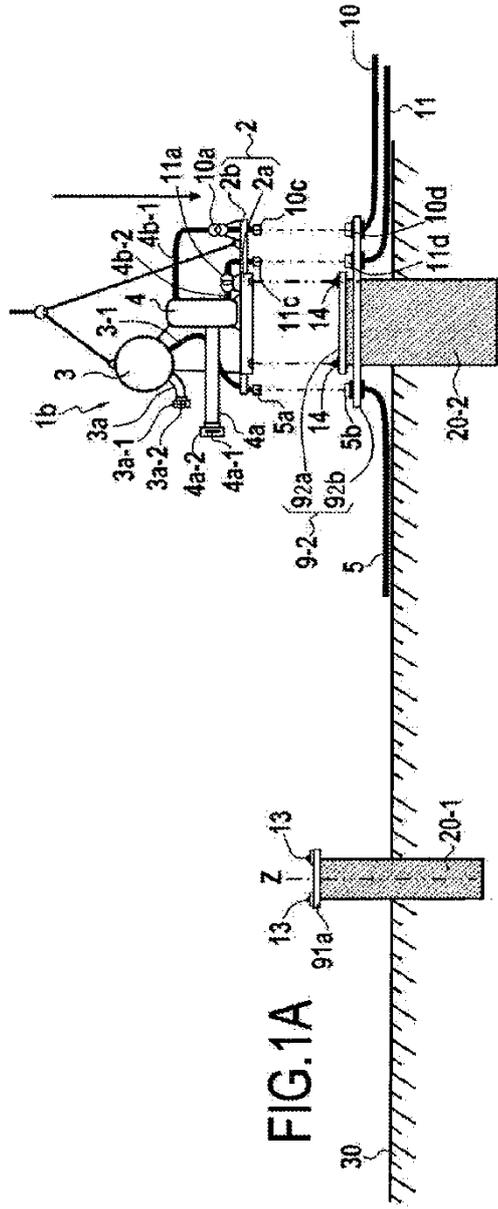
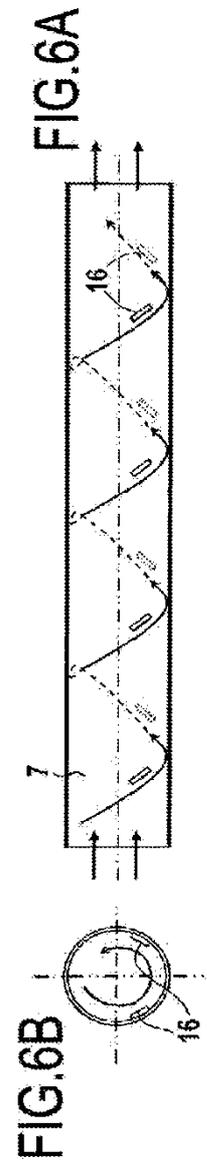
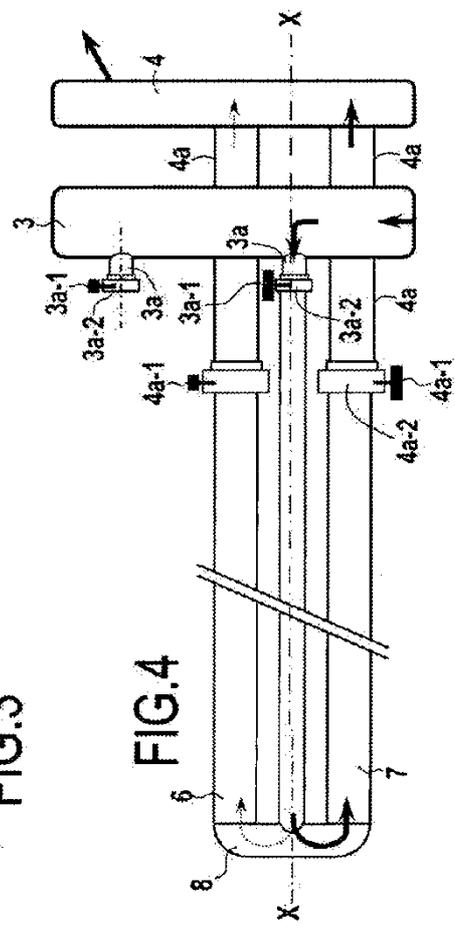
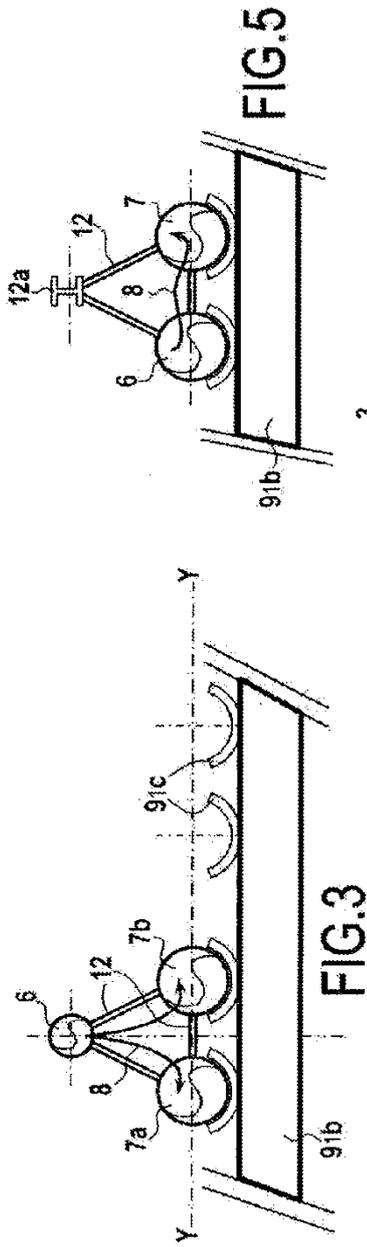


FIG. 2





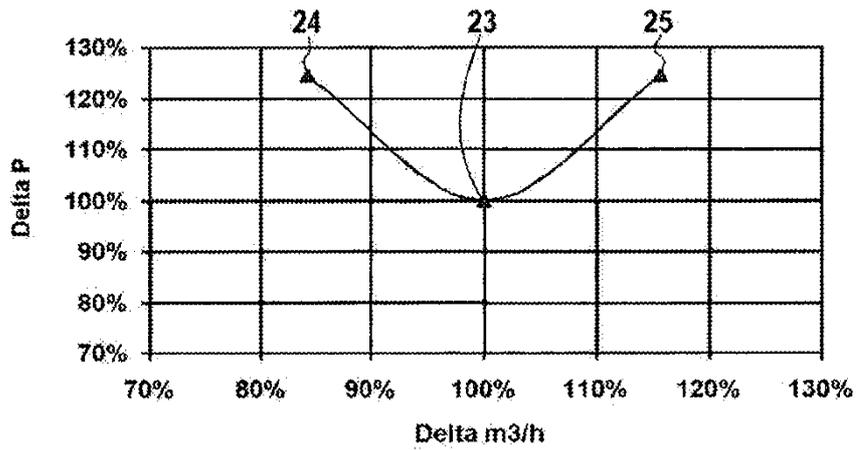


FIG.7A

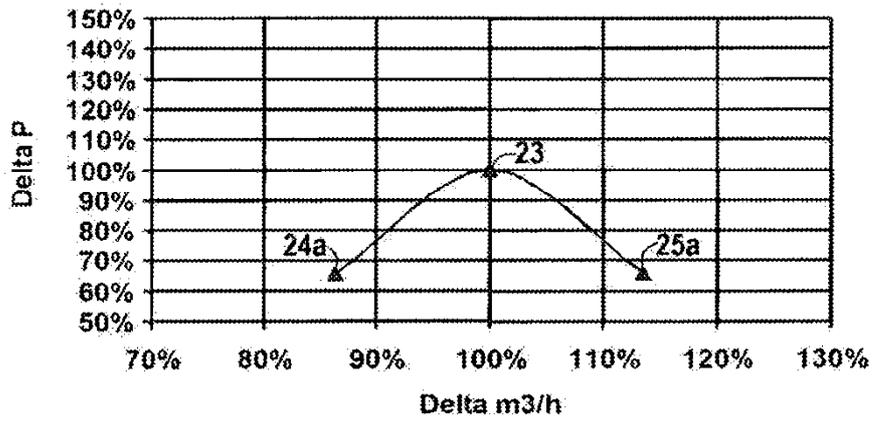


FIG.7B

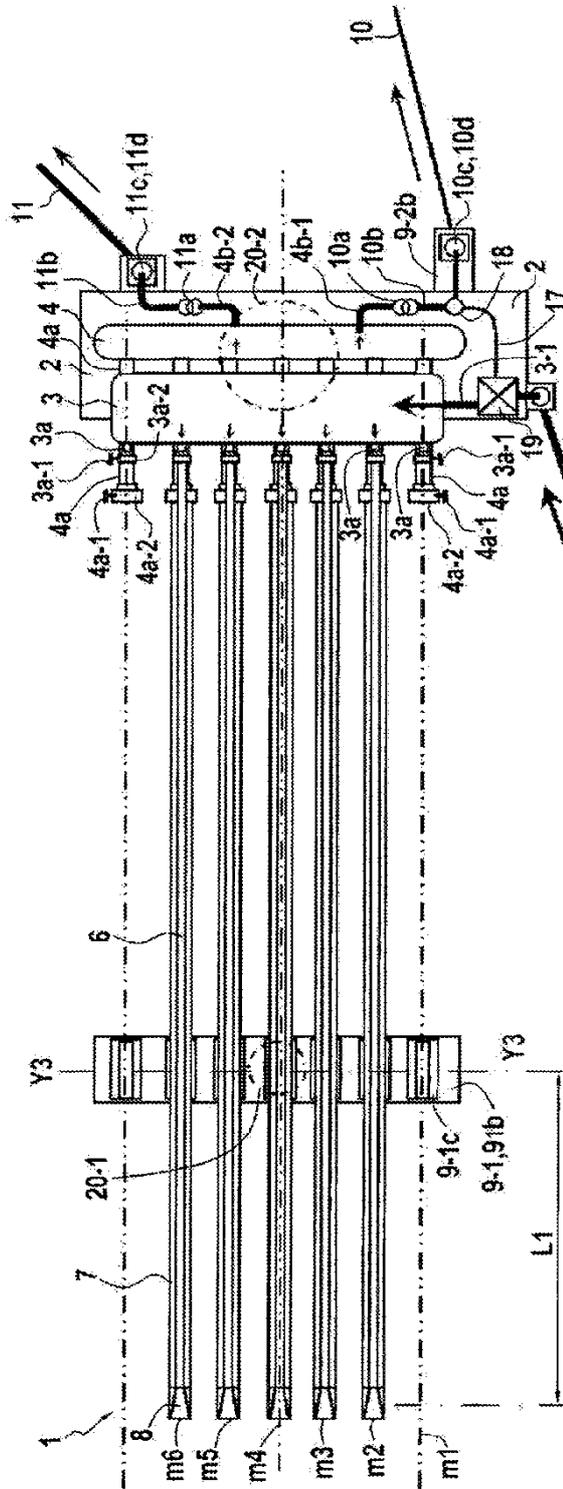


FIG.7C

