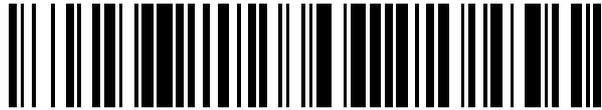


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 640 925**

51 Int. Cl.:

B01D 21/28 (2006.01)

B01D 17/02 (2006.01)

B01D 19/00 (2006.01)

E21B 43/34 (2006.01)

B01D 21/24 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **20.12.2013 PCT/EP2013/077627**

87 Fecha y número de publicación internacional: **26.06.2014 WO14096330**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **20.12.2013 E 13814938 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **05.07.2017 EP 2934714**

54 Título: **Separador tubular inclinado para separar sustancias de pozos petrolíferos**

30 Prioridad:

21.12.2012 EP 12198846

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

07.11.2017

73 Titular/es:

SEABED SEPARATION AS (100.0%)

Beddingen 14

7014 Trondheim, NO

72 Inventor/es:

SKOVHOLT, OTTO

74 Agente/Representante:

DURÁN BENEJAM, María Del Carmen

ES 2 640 925 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

Separador tubular inclinado para separar sustancias de pozos petrolíferos

5 Campo de la invención

La presente invención se refiere a un separador tubular de petróleo que proporciona separación de respectivos componentes fluidos mezclados en fluidos de pozos petrolíferos, en el que el separador tubular de petróleo está dispuesto para mitigar problemas relacionados con turbulencias y posibles comportamientos de fluidos no newtonianos de componentes fluidos mezclados en los fluidos desde los pozos petrolíferos en el separador de petróleo. La invención se refiere además a un método de operación de un separador. Además, la invención se refiere a un sistema de múltiples separadores.

15 Antecedentes de la invención

Los fluidos que se producen a partir de pozos petrolíferos pueden comprender una mezcla de componentes fluidos tales como petróleo, agua, gas y arena, etc., que comúnmente se denominan fases fluidas, donde la fracción en porcentaje de cada componente fluido respectivo puede variar de un campo de petróleo a otro, y también durante la vida operativa de un mismo pozo petrolífero. Por ejemplo, es común tener un aumento del contenido de agua de los pozos petrolíferos hacia el final de la vida útil de la producción de un pozo petrolífero.

La separación de componentes fluidos puede ser necesaria para poder proporcionar un procesamiento adicional del petróleo y gas en una refinería, por ejemplo. Sin embargo, el requisito de proporcionar separación no siempre es un requisito específico. A veces solo es necesario separar el agua del petróleo, ya sea como un proceso de separación de curso, o con una mayor demanda de resultados de separación y/o eficiencia.

Hay algunas propuestas de separadores en la técnica conocida que proporcionan separación de agua de fluidos que se producen a partir de pozos petrolíferos. Una técnica común es utilizar el hecho conocido de que el agua tiene una densidad superior que el petróleo, y por lo tanto es posible utilizar la gravedad como fuerza de separación. Una disposición conocida común del separador es utilizando un tanque grande donde los líquidos del pozo petrolífero se mantienen inmóviles por un período de tiempo. Durante este período de tiempo, las fuerzas gravitatorias separan el petróleo y el agua, y el agua se amontona en el fondo del tanque desde donde se puede quitar, y el gas puede ser amontonado en la parte superior del tanque por encima del petróleo ya que el gas tiene una densidad inferior que el petróleo y el agua. La arena también se puede apilar en el fondo del tanque junto con el agua.

También se conocen tipos más activos de separadores, por ejemplo, la clase de separadores denominados separadores ciclónicos. La solicitud de patente EP0266348 A1 del 17 de junio 1985 divulga un separador ciclónico que comprende una cámara de separación (1), (2) (3); al menos una entrada (8) para introducir la alimentación a separar en el separador de ciclones y al menos dos salidas (4), (10) para descargar material de la cámara de separación. El separador comprende por lo menos una ranura (20) generalmente circunferencial, dispuesta en la pared de la cámara de separación corriente abajo de cada ranura de entrada (20), que conduce o comunica con una salida de la cámara de separación.

Las instalaciones de los tanques separadores gravitacionales son bastante grandes y por lo general solo pueden ubicarse en lugares situados en el centro en tierra firme. Especialmente, en relación con la producción de petróleo desde el lecho marino esto ha sido considerado como una solución desfavorable. La publicación de la patente US 8.002.121 con prioridad desde el 15 de noviembre 2004, de Michel Berard et al., soluciona este problema disponiendo un separador de flujo en línea que puede instalarse en un lecho marino que comprende una sección cuesta arriba de una tubería conectada a una cabeza de pozo, donde un primer líquido (petróleo) y un segundo líquido más denso (agua) pueden fluir a través del separador desde la parte inferior del separador hasta una abertura de salida ubicada hacia arriba. El segundo líquido forma un sumidero debido a la gravitación que se extiende cuesta arriba desde el fondo del separador hasta una capa de interfaz entre el agua y el petróleo. Una salida en el fondo del separador hace posible eliminar el agua recogida en el sumidero. Una serie de sensores están dispuestos en la sección ascendente para supervisar la posición de la capa de interfaz entre el agua y el petróleo.

La solicitud de patente internacional WO 02/01044 de Skovholt et al. divulga un separador gravitacional inclinado que tiene un tubo interior dispuesto dentro de un tubo exterior. Un tubo que lleva fluidos desde una cabeza de pozo petrolífero está dispuesto para estar en comunicación fluida con el tubo interior a través de una junta de tubo situada, por ejemplo, en una superficie inferior del separador inclinado. El tubo interior tiene una pluralidad de perforaciones (u orificios) en las paredes internas del tubo, y debido al agua gravitatoria (y arena si está presente) en el fluido de la cabeza del pozo caerá a través de estas aberturas, y se recogerá en un sumidero la parte inferior del tubo exterior. El petróleo (y/o gas) separado saldrá del tubo interior desde una abertura en una sección superior del separador. La presión del pozo petrolífero impulsa los fluidos a través del sistema separador. La publicación de la patente US 5.837.152 con prioridad se considera como antecedente desde el 17 de abril de 1997, de Komistek et al. describe un separador gravitacional que comprende una tubería exterior alargada y una tubería interior cerrada en un extremo para separar petróleo/agua. La emulsión se alimenta al separador a través de una tubería de entrada

que está conectado a la tubería interior, que comprende además perforaciones superior e inferior. Sin embargo, la pluralidad de aberturas, por ejemplo, orificios redondos, tiene una tendencia a inducir turbulencia en la corriente de flujo desde el tubo interior hacia el tubo exterior, lo que puede proporcionar una ralentización de la corriente de fluidos y que también puede proporcionar una mezcla desfavorable de componentes fluidos, especialmente en la capa interfacial entre agua y petróleo. Esta condición puede ser difícil de manejar si el fluido de la cabeza del pozo está bajo alta presión. Además, si la velocidad del flujo de componentes de fluido en el tubo es demasiado alta, la corriente de fluidos que pasa las aberturas en la pared del tubo interior puede proporcionar una fuerza de succión debido al efecto Venturi, como es conocido por un experto en la técnica. Por lo tanto, es posible que el separador bajo ciertas condiciones pueda extraer (bombear) agua del sumidero a la corriente de fluidos en el tubo interior en lugar de separar por ejemplo el agua del petróleo. Por lo tanto, puede ser necesario reducir la velocidad de la corriente de fluido en la disposición. Según la enseñanza de Skovholt et al. esto se puede conseguir con válvulas que se controlan en un bucle de realimentación, en donde se generan señales de control proporcionales a las señales de los transductores de presión respectivos situados en el separador, por ejemplo.

También puede ser un problema que la capa de interfaz entre el agua y el petróleo en el separador pueda ser una capa de interfaz difusa (no hay línea de borde distinta entre los fluidos) y también que la capa de interfaz puede estar situada a diferentes niveles con respecto a, por ejemplo, parte inferior del separador. Si la interfaz está demasiado cerca de la parte inferior, el número de aberturas en las paredes de los tubos interiores que el agua puede caer debido a la gravedad será menor en comparación con una situación en la que la interfaz es más alta en el separador inclinado. Por lo tanto, la capacidad de separación puede ser variable debido, por ejemplo, a caudales variables.

También hay otras cuestiones adicionales que hay que tener en cuenta. Por ejemplo, acumulaciones que son grandes volúmenes de líquido o gas que pueden aparecer como una unidad de diferentes razones y condiciones en las líneas de tubería que transportan petróleo crudo de los pozos petrolíferos. En la técnica conocida es común disponer un receptor de acumulaciones que está situado en el extremo de una línea de tubería y actúa como un tampón para proteger el equipo de procesamiento. Las acumulaciones pueden moverse con velocidades más altas que los fluidos esperados que fluyen del campo petrolífero. La energía adicional proporcionada por esta velocidad aumentada puede dar lugar entonces a un esfuerzo mecánico inducido y al temblor de la instalación como es conocido por un experto en la técnica.

Otro problema con algunos petróleos crudos es cómo el agua en el petróleo crudo tiene impacto en la gelificación y la reología del petróleo crudo ceroso. Estos efectos pueden constituir obstáculos para la transmisión del petróleo a través de un sistema separador, debido al comportamiento no newtoniano de los fluidos, así como coágulos de gel que pueden bloquear aberturas en los sistemas separadores.

Por lo tanto, sería ventajoso un separador de petróleo mejorado y, en particular, sería ventajoso un separador de petróleo más eficiente y/o configurable y adaptable.

Objeto de la invención

Es un objeto adicional de la presente invención proporcionar una alternativa a la técnica conocida.

En particular, puede ser visto como un objeto de la presente invención proporcionar un separador de petróleo tubular para fluidos de pozos petrolíferos que resuelve los problemas antes mencionados de la técnica conocida con un diseño de separador de petróleo gravitatorio que proporciona condiciones de flujo laminar fluido mejoradas en el petróleo tubular separador.

Sumario de la invención

Por lo tanto, el objeto descrito anteriormente y varios otros objetos están destinados a ser obtenidos en un primer aspecto de la presente invención proporcionando un separador tubular de petróleo que comprende una pluralidad de aberturas en un tubo interior dentro de un tubo exterior, donde el tubo interior está cerrado en un extremo aguas arriba del tubo, donde el diseño de la pluralidad de aberturas depende de la calidad del petróleo a separar.

La presente invención es particularmente, pero no exclusivamente, ventajosa para obtener un separador inclinado para separar las sustancias del pozo petrolífero, comprendiendo el separador

- una sección tubular cerrada, externa alargada y una sección tubular, interna alargada, que está cerrada en un extremo y abierta en otro extremo,
- donde la sección tubular interna está dispuesta dentro de la sección tubular externa,
- y cuando se introducen sustancias del pozo petrolífero en el extremo abierto de la sección tubular interna a través de una sección de alimentación de tubo que pasa a través de la sección tubular externa y dentro de la sección tubular interna,
- y donde la sección tubular interna comprende ranuras múltiples, alargadas y paralelas dispuestas en una dirección longitudinal de la sección tubular interna de una manera circunferencial,

- donde la inclinación del separador facilita la separación de las sustancias del pozo petrolífero en sustancias de densidad inferior y sustancias de densidad superior,
- donde las sustancias de densidad inferior por flotación derivan hacia arriba a través de las ranuras y salida a través de una salida superior en la sección tubular externa y las sustancias de densidad superior se hunden hacia abajo a través de las ranuras y por gravedad salen a través de una salida inferior en la sección tubular externa.

5 El separador inclinado obtenido de esta manera proporciona una solución a los problemas de la técnica conocida y de acuerdo con los objetivos expuestos anteriormente. La inclinación puede estar hacia arriba o hacia abajo con relación a la horizontal, es decir, que una dirección de flujo a través de la sección tubular interna sea hacia arriba o hacia abajo. El ángulo de inclinación se puede seleccionar de +5 a +60 grados o -5 a -60 grados. La selección de un ángulo negativo puede ser ventajosa si la sustancia del pozo petrolífero comprende cantidades relativas elevadas de agua y/o arena. Un ángulo positivo puede ser ventajoso si la sustancia del pozo petrolífero comprende cantidades relativas altas de gas y/o de petróleo.

15 El separador puede tener un extremo abierto de la sección de alimentación del tubo que incluye una sección cónica adaptada para la conexión a la sección tubular interna y donde una dimensión de la sección transversal de la sección de alimentación del tubo aguas arriba de la sección cónica es menor que una dimensión de la sección transversal de la sección tubular interna. Esta expansión cónica en dimensión proporciona una ralentización del flujo de las sustancias, lo que puede impedir la turbulencia y mantener un flujo laminar.

20 El separador puede tener en la sección tubular interna ranuras, que son circulares, ovaladas o alargadas. Estas son formas preferidas, que disminuyen la posibilidad de turbulencia ya que no contienen esquinas agudas, etc., que pueden usarse, pero son menos deseadas.

25 El separador puede tener ranuras, que son esencialmente circulares y que comprenden aberturas graduales de tipo labio que se extienden hacia fuera desde la sección tubular interna y terminan de una manera tubular. Esto mejora el flujo hacia fuera desde la ranura y ayuda a mantener el flujo laminar.

30 El separador puede tener una sección de alimentación de tubo, que incluye una sección curvada. Esto tiene un cierto efecto de estratificación de las fases de la sustancia ya que la velocidad del flujo es más alta en el exterior de la curva y más baja en el interior de la curva, y por lo tanto agrega un efecto centrifugado en la curva correspondiente a la gravedad, aunque puede estar en un plano diferente de la vertical.

35 El separador puede tener un vibrador adaptado para aflojar la sustancia pegada en la sección tubular interna. Esto es de beneficio para evitar una parada para mantenimiento y servicio, ya que el vibrador puede abrir el flujo en caso de bloqueo.

40 El separador puede tener una aleta que se pueda abrir y cerrar, situada en el extremo cerrado de la sección tubular interna. Esto se puede usar para eliminar una parte de cierre de la pieza de la sección tubular interna.

45 La sección tubular interna puede tener una dimensión en sección transversal, que es al menos tres o al menos cinco veces mayor que una dimensión en sección transversal de la sección de alimentación de tubos. Cuanto mayor es la diferencia en la dimensión entre la sección tubular interna y la alimentación del tubo, más se reduce el flujo y se reduce el riesgo de turbulencia. Sin embargo, si la diferencia de dimensión se hace demasiado grande, existe el riesgo de que no pase suficiente flujo en la sección tubular interna para aprovechar completamente la capacidad del separador.

50 Las múltiples ranuras en la sección tubular interna pueden extenderse sustancialmente en toda una longitud longitudinal de la sección tubular interna. Esto proporciona ranuras que son eficaces tanto para fases de densidad inferior, que pueden salir de la sección tubular interna más aguas arriba que fases de densidad superior, las cuales pueden salir hacia abajo con relación a las fases de densidad inferior.

55 Se puede proporcionar una abertura en el extremo cerrado de la sección tubular interna y donde una sección de tubo de retorno está conectada a la abertura y cuando se produce un rebosamiento de la sección de alimentación de tubos de las sustancias del pozo petrolífero, conectado a la abertura en el extremo de la sección tubular interna y recirculado de nuevo en la sección de alimentación de tubo. Esto es útil cuando se ajusta la velocidad de flujo en el rodaje del separador. La velocidad del flujo se puede aumentar o disminuir hasta que prácticamente ninguna sustancia se desborda.

60 La sección de tubo de retorno está preferiblemente conectada a la sección de alimentación de tubo mediante una conexión en forma de Y. Esto puede tener un efecto Venturi, donde el flujo en la alimentación del tubo aspira el desbordamiento recibido desde la sección del tubo de retorno.

65 La sección tubular interna puede estar en comunicación fluida con una abertura de entrada en una pared lateral de la sección tubular externa en una sección inferior del separador inclinado y en la que la abertura está en

comunicación fluida a través de un tubo curvado hasta una abertura inferior del interior sección tubular. El efecto técnico se explica en la descripción de la figura 7.

5 La sección tubular interna puede estar perforada con una pluralidad de ranuras de forma circular y donde se disponen tapas de cubierta redondeadas sobre las ranuras de forma circular y en las que las aberturas en las superficies de tapa de cubierta redondeadas están dispuestas aguas abajo con respecto a la dirección de la corriente de fluido en la sección tubular interna. El efecto técnico se explica en la descripción de la figura 8.

10 Otro aspecto de la invención se refiere a un método para operar un separador inclinado para separar sustancias de pozos petrolíferos como se describe en las reivindicaciones 1 a 14, donde las sustancias del pozo petrolífero son alimentadas a una velocidad controlada desde la sección de alimentación de tubo a la sección tubular interna y adaptando la velocidad de las sustancias del pozo petrolífero de la sección de alimentación de tubo para obtener un flujo laminar en la sección tubular interna, con el fin de permitir la separación de las sustancias del pozo petrolífero en sustancias de densidad inferior y sustancias de densidad superior.

15 Preferiblemente, la velocidad de las sustancias del pozo petrolífero está adaptada para permitir que las sustancias de densidad inferior por flotación deriven hacia arriba a través de las ranuras y salgan a través de una salida superior en la sección tubular externa y las sustancias de densidad superior hundan se hacia abajo a través de las ranuras por gravedad y salgan a través de una salida inferior en la sección tubular externa.

20 La velocidad de las sustancias de los pozos petrolíferos puede regularse intermitentemente de una manera pulsante. Esto es para crear un efecto de limpieza en el separador y en particular en las ranuras de la sección tubular interna.

25 Otro aspecto de la invención se refiere al uso de un separador inclinado según cualquiera de las reivindicaciones 1-14 para separar sustancias de pozos petrolíferos en sustancias de densidad inferior, tales como principalmente petróleo y gas, y sustancias de densidad superior, tales como principalmente agua y arena.

30 Todavía otro aspecto de la invención se refiere a un sistema separador para separar sustancias de pozos petrolíferos, comprendiendo el sistema múltiples separadores inclinados de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 14, donde las sustancias del pozo petrolífero se introducen en el extremo abierto de uno o más de las secciones tubulares internos en donde la inclinación del separador facilita la separación de las sustancias del pozo petrolífero en sustancias de densidad inferior y sustancias de densidad superior, donde las sustancias de densidad inferior por la flotabilidad derivan hacia arriba a través de las ranuras y salen a través de una salida superior en la sección tubular externa y las sustancias de densidad superior se hundan hacia abajo a través de las ranuras y salen por gravedad a través de una salida inferior en la sección tubular externa y donde uno o más colectores o secciones de tubería están dispuestos para conecte las salidas superiores y las salidas inferiores, respectivamente.

40 Los aspectos respectivos de la presente invención pueden combinarse cada uno con cualquiera de los otros aspectos. Estos y otros aspectos de la invención serán evidentes y se aclararán con referencia a las realizaciones descritas a continuación.

Descripción de las figuras

45 El sistema separador de acuerdo con la presente invención se describirá ahora con más detalle con referencia a las figuras adjuntas. Las figuras adjuntas ilustran ejemplos de realizaciones de la presente invención y no deben interpretarse como limitativas de otras posibles realizaciones que caen dentro del alcance del conjunto de reivindicaciones adjunto.

50 Las figuras 1 a 6A ilustran ejemplos de realización de acuerdo con la presente invención,

La figura 6B ilustra la sección A-A de la figura 6A,

55 La figura 7 ilustra otro ejemplo de realización de acuerdo con la presente invención,

La figura 8 ilustra una sección transversal de un ejemplo de un separador de acuerdo con la presente invención,

Las figuras 9 a 15 ilustran ejemplos de un sistema separador de acuerdo con la presente invención.

Descripción detallada de una realización

65 Aunque la presente invención se ha descrito en relación con las realizaciones especificadas, no debe interpretarse que esté de ninguna manera limitada a los ejemplos presentados. El alcance de la presente invención se expone mediante el conjunto de reivindicaciones adjunto. En el contexto de las reivindicaciones, los términos "que comprende" o "comprende" no excluyen otros posibles elementos o etapas. Además, la mención de referencias tales como "una" o "una", etc. no debe ser interpretada como excluyendo una pluralidad. El uso de signos de referencia en

las reivindicaciones con respecto a los elementos indicados en las figuras tampoco debe interpretarse como limitativo del alcance de la invención. Además, las características individuales mencionadas en diferentes reivindicaciones pueden combinarse ventajosamente, y la mención de estas características en diferentes reivindicaciones no excluye que una combinación de características no sea posible y ventajosa.

5 El petróleo procedente tanto de campos petrolíferos de ultramar como de los campos petrolíferos en tierra es normalmente una mezcla de gas, petróleo, agua y arena y otros posibles componentes conocidos en la técnica. Los componentes fluidos se denominan a menudo fases. La separación de las fases se realiza en sistemas de separación denotados dos separadores de fases, tres separadores de fases o cuatro separadores de fases, etc., en
10 donde el número de fases indica cuántas fases son realmente separadas. El contenido de los componentes o fases respectivas del petróleo puede variar drásticamente y, por lo tanto, no siempre es necesario disponer de un costoso separador de cuatro fases instalado.

15 Son diferentes cualidades de petróleo diferentes que pueden proporcionar diferentes aspectos de un diseño de separador. La edad del petróleo puede indicar la calidad donde los petróleos crudos más jóvenes tienen generalmente una calidad más baja. Otro parámetro importante es la viscosidad del petróleo, o la resistencia al flujo, que puede influir directamente en el diseño del separador. Los petróleos crudos con viscosidad más alta tienen un flujo más lento. También hay una variación en la cantidad y tipos de parafina que pueden estar presentes en el petróleo crudo, por ejemplo, parafinas de cadena lineal, parafinas de cadena ramificada, aromáticos y naftalenos.
20 Las cadenas de moléculas largas de parafinas son compuestos de cera.

Un ejemplo de los graves problemas relacionados con la calidad del crudo es el campo petrolífero de Lasmó en el Reino Unido. Este campo petrolífero fue cerrado debido a problemas recurrentes de taponamiento de parafina.

25 La temperatura del petróleo crudo puede influir en diferentes aspectos de las cualidades del petróleo. Si la temperatura del petróleo está por debajo del punto de fluidez (punto PP), el fluido de petróleo presenta un comportamiento altamente no newtoniano y puede producirse formación de gel. Por encima del llamado punto de turbidez (punto WAT) es común que el fluido de petróleo sea un fluido newtoniano y la deposición de cera sea, por ejemplo, mínima. Entre el PP y el punto WAT hay una mezcla de comportamiento no newtoniano y newtoniano del
30 petróleo crudo. La temperatura del petróleo de un depósito puede variar, así como el grado de enfriamiento del petróleo crudo que puede ocurrir cuando el petróleo se transporta en por ejemplo línea de tubería en el suelo o el fondo marino.

35 Al diseñar un separador de petróleo, la viscosidad del petróleo y la gelificación y reología del petróleo crudo pueden requerir diseños que sean más o menos incompatibles. Si un diseño es adecuado para petróleos crudos con alta viscosidad, el mismo diseño puede resultar no trabajar para petróleos crudos con menor viscosidad. Por lo tanto, parece necesaria alguna adaptación de los diseños de separadores de fluido de petróleo a la calidad del petróleo crudo.

40 Las figuras 1 y 2 ilustran ejemplos de realizaciones de un separador 1, donde la inclinación es negativa y donde la mezcla de petróleo continuará dentro de un tubo interior 21 que se expande en anchura desde la entrada 23 hasta la anchura final de la sección de tubo interior 21. La conformación cónica de la entrada del tubo de la sección de tubo interior 21 del tubo proporciona una disminución de la velocidad del fluido de petróleo (efecto Venturi) antes de que las mezclas de fluido de petróleo entren en funcionamiento en contacto con la pluralidad de ranuras redondas más
45 pequeñas (aberturas u orificios) 22 en la pared de la sección de tubo interior 21. El ejemplo de montaje de orificios 22 como se ilustra en la figura 1 funciona como un tamiz y puesto que la sección de tubo interior 21 está dispuesta con una tapa de extremo cerrada 8 opuesta a la entrada 23, todos los fluidos que llegan a través del separador solo pueden pasar las aberturas o tamiz 22 al pasar hacia fuera en la sección de tubo exterior 20. La disposición de la tapa de extremo 8 junto con las aberturas dispuestas en la pared de la sección de tubo interior 21 proporciona una separación entre los volúmenes de fluido respectivamente localizados en la sección de tubo interior 21 y la sección
50 de tubo exterior 20. La velocidad del fluido se reduce debido a la conformación cónica de la entrada de la sección de tubo interior 21, pero seguirá siendo una acumulación de fluidos en el volumen de la sección de tubo interior 21. Por lo tanto, habrá un ligero gradiente de presurización a través de las aberturas dispuestas 22 de la pared de la sección de tubo interior 21. Por lo tanto, los fluidos de petróleo pasarán de la sección de tubo interior 21 a la sección de tubo exterior 20. A partir de la sección de tubo exterior, las sustancias de densidad superior saldrán a través de una salida inferior 2 y las sustancias de densidad inferior saldrán a través de una salida más alta 3, por lo que se obtiene una separación de las sustancias. La figura 2 ilustra un ejemplo de realización de un separador 1 comparable a la figura 1, donde las ranuras 22 son más grandes.

60 Esto contrasta con el ejemplo de la técnica conocida ilustrada en el documento WO 02/01044, donde la velocidad del petróleo que pasa las aberturas en una sección de tubo interior puede proporcionar una succión debido al efecto Venturi que estará presente. De esta manera es posible que el agua que normalmente debería fluir fuera de la salida en la sección inferior del separador pueda ser bombeada nuevamente dentro del petróleo que fluye fuera de la salida superior.

65 Con referencia al problema descrito anteriormente con las acumulaciones en las líneas de tubería, se puede disponer un interruptor de boquilla como parte de un sistema de línea de tubería que disipa la energía de las

acumulaciones que ocurren intermitentemente y que puede almacenar temporalmente cualquier material en exceso para su posterior procesamiento. Si una boquilla llega a través de la abertura de entrada de un ejemplo de realización de la presente invención, la tapa de extremo 8 de la presente invención, tal como se ilustra en la figura 1, puede servir para evitar acumulaciones que detendrá las acumulaciones dentro de la sección de tubo interior 21 proporcionando así una posible separación de los componentes de la boquilla, así como el petróleo crudo normal a través de las paredes de la sección del tubo interior 21. Además, la disposición de un conjunto de aberturas 22 como una disposición de tamicés, por ejemplo, proporcionará cierta disipación de la energía de la boquilla.

En la solución de la técnica conocida mostrada en el documento WO 02/01044, las acumulaciones pasan más o menos sin obstrucciones fuera de las aberturas de salida previstas dispuestas respectivamente para el agua y el petróleo (y/o gas) en el separador, y la acumulación puede pasar a través de las corrientes ascendentes del equipo de procesamiento con el consiguiente riesgo de dañar el procesamiento en curso de los fluidos de petróleo de un pozo.

Las figuras 3, 4, 5 y 6A ilustran otras realizaciones de un separador 1 que tiene una inclinación positiva. Aquí la mezcla de petróleo continuará dentro de un tubo interior 21 que se expande en anchura desde la entrada 23 hasta la anchura final de la sección de tubo interior 21. La conformación cónica de la entrada del tubo de la sección de tubo interior 21 del tubo proporciona una disminución de la velocidad del fluido de petróleo (efecto Venturi) antes de que las mezclas de fluido de petróleo entren en funcionamiento en contacto con la pluralidad de ranuras redondas más pequeñas (aberturas u orificios) 22 en la pared de la sección de tubo interior 21. Los ejemplos de montaje de orificios 22 como se ilustra en las Figuras 3 - 6A están funcionando para dejar gradualmente que sustancias separadas fluyan a través de las ranuras para provocar una separación. La sección de tubo interior 21 está dispuesta con una tapa de extremo cerrada 8 opuesta a la entrada 23, todos los fluidos que llegan a través del separador solo pueden pasar las aberturas o tamicés 22 cuando pasan hacia dentro de la sección de tubo exterior 20. La disposición de la tapa de extremo 28 junto con las aberturas dispuestas en la pared de la sección de tubo interior 21 proporciona una separación entre los volúmenes de fluido respectivamente localizados en la sección de tubo interior 21 y la sección de tubo exterior 20. La velocidad del fluido se reduce debido a la conformación cónica de la entrada de la sección de tubo interior 21, pero seguirá siendo una acumulación de fluidos en el volumen de la sección de tubo interior 21. Por lo tanto, habrá un ligero gradiente de presurización a través de las aberturas dispuestas 22 de la pared de la sección de tubo interior 21. Por lo tanto, los fluidos de petróleo pasarán de la sección de tubo interior 21 a la sección de tubo exterior 20. A partir de la sección de tubo exterior, las sustancias de densidad superior saldrán a través de una salida inferior 2 y las sustancias de densidad inferior saldrán a través de una salida más alta 3, por lo que se obtiene una separación de las sustancias. La figura 3 ilustra un ejemplo de realización de un separador 1 que tiene ranuras relativamente grandes 22. La figura 4 ilustra un ejemplo de realización de un separador 1 que tiene ranuras relativamente pequeñas 22. En la figura 5 las ranuras son alargadas para formar manguitos. También se muestra un filtro 4 en la figura 5. El filtro puede obstruir las gotitas de gas, de modo que puedan disolverse gradualmente. En la figura 6A se muestra una realización con relativamente grandes ranuras, pero relativamente grandes, que se ilustran adicionalmente en la figura 6B, que muestra una abertura gradual 5 similar a un labio de una manera tubular.

En un ejemplo de realización de la presente invención como se representa en la figura 7, un ejemplo de un separador comprende una sección de tubo separador inclinado con un tubo interno 80 situado centrado dentro de un tubo exterior 85, donde el tubo interior está en comunicación fluida con la entrada a través de una abertura de entrada en una pared lateral del tubo exterior en una sección inferior de la sección de tubo separador inclinado, en la que la abertura está en comunicación fluida a través de un tubo curvado 83 a una superficie inferior del tubo interior situada dentro del tubo exterior, donde la superficie inferior 82 del tubo interior está dispuesta con una forma cónica, en la que una sección con radio más pequeño de la forma cónica está conectada al tubo curvado mientras que una sección con un radio mayor del cono está conectada al tubo interior, las paredes del tubo interior están perforadas con una pluralidad de ranuras 81 paralelas y alargadas, y el tubo interior está terminado y cerrado en una sección situada en una sección superior del tubo separador inclinado se el tubo exterior tiene una primera abertura de salida 86 dispuesta en la sección superior y una segunda abertura de salida 84 dispuesta en la sección inferior de la sección de tubo separador inclinado. El tubo curvado 83 proporciona un pequeño efecto de ciclón separando el petróleo y el agua en dos capas antes de que el fluido mezclado entre en la parte de forma cónica 82. La forma cónica reducirá la velocidad del fluido antes de pasar las ranuras alargadas 81. Las ranuras alargadas 81 proporcionan menos turbulencia en los fluidos en comparación con las perforaciones tradicionales como se conoce en la técnica. Además, el posible problema de succión como se describe en la técnica conocida se elimina con este diseño debido a las ranuras puesto que las direcciones de las ranuras están en la dirección del flujo de los fluidos.

Según otro ejemplo de realización de la presente invención, tal como se ilustra en la figura 8, las paredes del tubo interior están opcionalmente perforadas con una pluralidad de aberturas 90 de forma circular, en las que se disponen tapas de cubierta redondeadas 91 sobre las aberturas de forma circular, la abertura 92 en las superficies de tapa de cubierta redondeadas está dispuesta aguas abajo con relación a la dirección de la corriente de fluido en el tubo interior y donde la abertura en las superficies de tapa redondeadas constituye una superficie perpendicular a las paredes laterales del tubo interior. Con esta disposición, las aberturas de las aberturas de forma circular no experimentarán una corriente de fluidos que pasen por las aberturas y proporcionando así una fuerza de succión debido al efecto Venturi. Además, las aberturas junto con las tapas de cubierta proporcionan un aumento en el diámetro del tubo sobre el área de la abertura reduciendo de este modo la velocidad de los fluidos que pasan por las

aberturas. Esto permitirá una mayor eficiencia de separación. La configuración lisa de las superficies de tapa de cubierta proporciona un guiado de fluidos a lo largo de las superficies de tapa lisas debido al efecto Coanda. El efecto resultante es que hay un riesgo reducido de turbulencia en la corriente de fluidos debido a las aberturas.

5 El petróleo de los campos petrolíferos de ultramar, así como en tierra son por lo general una mezcla de gas, petróleo, agua y arena, etc. Los componentes fluidos se denominan a menudo fases. La separación de las fases se realiza en sistemas de separación denotados dos separadores de fases, tres separadores de fases o cuatro separadores de fases, etc., donde el número de fases indica cuántas fases están realmente separadas. El contenido de los componentes o fases respectivas del petróleo puede variar drásticamente y, por lo tanto, no siempre es necesario disponer de un costoso separador de cuatro fases instalado. Sin embargo, si el contenido de agua es bajo al comienzo de la producción de un pozo petrolífero, es comúnmente conocido que el contenido de agua aumenta después de un tiempo. Esto se debe, por ejemplo, a las características de la geología en la formación que contiene petróleo. Por ejemplo, la presión dentro de la formación de petróleo puede ser menor después de un período de producción que permite el flujo de entrada de agua de las formaciones circundantes.

15 El procesamiento de fluidos en otras etapas de procesamiento, o en otros lugares, puede dictar el número de fases separadas que se necesitan. La composición y la fracción porcentual respectiva del volumen de gas, petróleo, agua y arena, etc. variarán desde el comienzo de la producción hasta el final de la producción desde un pozo petrolífero. Además, también debería ser posible proporcionar diferentes esquemas de separación con respecto al número de componentes o fases que se pretende separar durante diferentes etapas de la vida útil de producción de un pozo petrolífero. Por ejemplo, una mezcla de petróleo y gas puede separarse del agua lo que implica un separador de dos fases. Otro ejemplo puede ser la separación de una mezcla de petróleo y arena de gas separado y agua separada, lo que implica un separador trifásico. Todas las fases de fluido también pueden separarse lo que implica, por ejemplo, un separador de cuatro fases. Además, el volumen de cada fase o componente de fluido en la mezcla de fluido influirá en la capacidad del sistema con respecto a las secciones de separador que manejan cada componente de fluido respectivo. También es beneficioso poder configurar qué fases fluidas que deben permanecer juntas después de pasar el sistema separador si no todas las fases están separadas, por ejemplo, petróleo y agua, petróleo y gas, etc.

30 Además, puede ser ventajoso poder combinar secciones de separación basadas en diferentes principios de separación física, por ejemplo, separadores ciclónicos y/o separadores gravitacionales en una configuración optimizada.

35 La figura 9 ilustra un ejemplo de configuración de un sistema que tiene cuatro separadores según la presente invención, donde el fluido de un pozo petrolífero está distribuido en paralelo por una sección del colector de entrada (no mostrada) a cada abertura de entrada respectiva 24', 25' 26', 27', de cada sección separadora inclinada respectiva 14, 15, 16, 17. Las aberturas de salida 24, 25, 26, 27 situadas en la sección superior de los separadores inclinados se recogen en una tubería de salida 11, una sección de colector de salida (no mostrada). Las aberturas de salida 24", 25", 26", 27" en las secciones inferiores de las secciones separadoras respectivas son recogidas por una sección de tubería y una sección de colector de salida (no mostrada) a una segunda tubería de salida 12. El volumen de gas puede ser grande, mientras que el volumen de petróleo y agua es moderado. En esta configuración, el gas se separa del petróleo mezclado con agua y arena (separación de dos fases). El flujo de cada separador es controlado por válvulas de estrangulamiento ajustables colocadas en las aberturas de salida 24, 25, 26, 24", 25", 26", 27".

45 Los separadores pueden tener diferentes inclinaciones (no mostradas), como, por ejemplo, ese fluido con un alto contenido de gas, que el gas puede separarse más eficientemente con una inclinación positiva relativamente alta.

50 La figura 10 representa un ejemplo de configuración de acuerdo con la presente invención adaptable a un campo petrolífero con un volumen moderado de gas situado en aguas profundas. El volumen de gas es moderado, el volumen de los petróleos es grande y el volumen de agua y arena es moderado. El primer separador (visto desde la izquierda en la figura) separa el gas del petróleo mezclado con agua y arena. La mezcla de petróleo, agua y arena del primer separador se separa entonces en una disposición paralela entre el segundo, tercer y cuarto separadores. La salida del segundo, tercer y cuarto separador es el petróleo y una mezcla de agua y arena. Esta configuración es un separador de dos fases.

55 La figura 11 es una configuración con un gran volumen de gas y un volumen moderado de petróleo, agua y arena. El gas se separa de la mezcla de petróleo y agua y arena en dos disposiciones de sección separadora paralelas. Esta configuración es un separador de dos fases.

60 La figura 12 representa un ejemplo de configuración adaptada a un campo petrolífero con bajo volumen de gas, volumen moderado de petróleo y gran volumen de agua y arena. El petróleo se separa de una mezcla de agua y arena, y el agua se separa de la arena en dos secciones separadoras paralelas (separación trifásica). El primer separador (visto desde la izquierda en la figura) separa el petróleo mientras que las dos secciones separadoras siguientes separan la arena en paralelo de la mezcla de agua y arena del primer separador. El agua y el petróleo restantes de estos dos separadores se separan entonces en la última sección del separador. El último separador

separa el agua. Este es un separador trifásico.

La figura 13 representa una configuración adecuada para un campo petrolífero con bajo volumen de gas, volumen moderado de petróleo y grandes volúmenes de agua y arena como en el ejemplo ilustrado en la figura 12. Sin embargo, en este ejemplo de configuración hay una disposición separadora paralela para la separación de agua. Este es un separador trifásico.

Las figuras 14 y 15 ilustran configuraciones posibles adicionales del sistema de acuerdo con la presente invención.

La configuración real de un separador 1 o un sistema de separadores solo puede encontrarse recogiendo datos empíricos. No hay actualmente ningún modelo analítico disponible para determinar la configuración. Esto se refiere a separadores y sistemas de separadores para pozos petrolíferos que proporcionan sustancias muy diferentes, tales como viscosidad, densidad, cantidades de gas, petróleo, agua y arena variables, así como cambios en estos parámetros a lo largo del tiempo en un pozo petrolífero. Solo se pueden dar indicaciones, tales como baja viscosidad requiere muchas ranuras pequeñas, mientras que la alta viscosidad requiere menos ranuras y más grandes. Además, la velocidad de flujo es un parámetro importante, ya que la alta velocidad aumenta el riesgo de turbulencia. Además, la longitud y el diámetro del separador influyen en el rendimiento y en la capacidad del separador. Con un separador más largo, las fases tienen, dado que la velocidad del flujo es constante, más tiempo para separarse, ya que viajarán más tiempo dentro de la sección tubular interna y permanecerán más tiempo en la sección tubular externa. El diámetro de la sección interior influye, al menos en parte, en hasta qué punto las fases en la parte central de la sección tubular interna necesitan desplazarse para salir a través de las ranuras. El diámetro de la sección tubular externa influye, al menos en parte, en el tiempo que las fases separadas tienen en la sección tubular externa para refinar la separación.

La separación de fases de los sólidos parafínicos del petróleo crudo constituye una cuestión operativa importante para la industria petrolera, teniendo en cuenta que la asociación de cristales de cera en una red desordenada puede conducir a graves problemas de seguridad de flujo. Aunque la presencia de agua en el petróleo crudo es bastante común, su impacto en la gelificación y la reología del petróleo crudo ceroso no ha recibido mucha más atención en la literatura.

Una presencia de agua por encima de un valor umbral puede mejorar en gran medida la formación de gel, cambiando tanto la temperatura del punto de fluidez como la resistencia a la deformación. Las características reológicas de los petróleos crudos se muestran por encima y por debajo del punto de gelificación, y es una interpretación cualitativa de la estructura de los geles de crudo ceroso en presencia de agua.

Esto sugiere que el impacto del agua emulsionada sobre el punto de fluidez y la reología del gel debe agregarse a las pruebas estándar realizadas en crudos durante los estudios de desarrollo de campo, en particular para aquellos desarrollos de ultramar con producción multifásica para optimizar las configuraciones del separador.

Ejemplo

Una realización preferida de un separador de acuerdo con la invención tiene una inclinación de -15 grados (menos quince grados). La realización se basa en las siguientes características de fluido:

- 75 % de contenido de agua
- Velocidad de flujo de entrada 1 m/s
- Velocidad de flujo de la tubería interior por debajo de 0,11 m/s
- Velocidad del líquido ligero por debajo de 0,01 m/s
- Tiempo de retención de líquido ligero de al menos 250 segundos
- Velocidad de la corriente de fluido pesada por debajo de 0,03 m/s
- Tiempo de retención de líquidos pesado de al menos 80 segundos

Para estas características se elige el siguiente diseño:

- Longitud total del separador, 8 m
- Diámetro de entrada, 0,15 m
- Sección cónica del tubo interior, longitud 2,5 m partiendo de la entrada desde el extremo superior del tubo exterior
- Tubo interior cerrado en el extremo inferior con tapa, longitud 3 m, diámetro 0,45 m
- Sección ranurada del tubo interior, 80 % de la longitud del tubo interior
- Ranuras, manguitos alargados, paralelos, 0,01 m de ancho, 0,01 m de distancia, sobre toda la circunferencia del tubo interior
- Tubo exterior, longitud 8 m, diámetro 0,75 m
- Salida de fluido en el extremo superior e inferior del tubo exterior, diámetro 0,15 m

REIVINDICACIONES

1. Separador inclinado (1, 14, 15, 16, 17) para separar sustancias de un pozo petrolífero, comprendiendo el separador (1, 14, 15, 16, 17)
 - una sección tubular, cerrada, externa alargada (20, 85) y una sección tubular, interna, alargada (21, 80) dispuesta dentro de la sección tubular externa alargada (20, 85), donde ambos la sección tubular, cerrada, externa alargada (20, 85) y la sección tubular interna alargada (21, 80) están inclinadas bien hacia arriba o bien hacia abajo con respecto a la horizontal,
 - donde la sección tubular interna alargada (21, 80) está cerrada en un extremo mediante una tapa de extremo (5), que funciona para evitar acumulaciones y se abre en otro extremo para su conexión con una sección de alimentación de tubos (10, 23) mediante una expansión cónica entre la sección de alimentación de tubos (10, 23) y la sección de tubo interior (21, 80),
 - y donde se introducen sustancias del pozo petrolífero en el extremo abierto de la sección tubular interna (21, 80) a través de la sección de alimentación de tubo (23, 10) que pasa a través de la sección tubular externa (20, 85) y dentro de la sección tubular interna (10, 23),
 - y donde la sección tubular interna (21, 80) comprende múltiples ranuras (22, 81, 90) dispuestas en una dirección longitudinal de la sección tubular interna (21, 80) de manera circunferencial,
 - donde la inclinación del separador (1, 14, 15, 16, 17) facilita la separación de las sustancias de los pozos petrolíferos en sustancias de densidad inferior y sustancias de densidad superior,
 - donde las sustancias de densidad inferior por flotabilidad derivan hacia arriba a través de las ranuras (22, 81, 90) y salen a través de una salida superior (3, 86) en la sección tubular externa (20, 85) y sustancias de densidad superior se hunden hacia abajo a través de las ranuras (22, 81, 90) y por gravedad salen a través de una salida inferior (2, 84) en la sección tubular externa (20, 85), cuando la dirección de flujo en la sección tubular interna (21, 80) es bien hacia arriba o bien hacia abajo.
2. Separador inclinado según la reivindicación 1, en el que una dimensión en sección transversal de la sección de alimentación de tubos (10, 23) aguas arriba de la expansión cónica es menor que una dimensión en sección transversal de la sección tubular interna (21, 80).
3. Separador inclinado según la reivindicación 1 o 2, en el que las ranuras (22, 81, 90) son circulares, ovaladas o alargadas.
4. Separador inclinado según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que las ranuras (90) son esencialmente circulares y comprenden aberturas graduales de tipo labio que se extienden hacia fuera desde la sección tubular interna (21, 80) y terminan de una manera tubular.
5. Separador inclinado según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la sección de alimentación de tubos (10) incluye una sección curvada (83).
6. Separador inclinado según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el separador (1, 14, 15, 16, 17) incluye un vibrador adaptado para aflojar la sustancia pegada en la sección tubular interna (21, 80).
7. Separador inclinado según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el separador (1, 14, 15, 16, 17) incluye una aleta que se puede abrir y cerrar situada en el extremo cerrado de la sección tubular interna (21, 80).
8. Separador inclinado según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la sección tubular interna (21, 80) tiene una dimensión en sección transversal, que es al menos tres veces mayor que una dimensión en sección transversal de la sección de alimentación de tubos (10, 23).
9. Separador inclinado según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la sección tubular externa (21, 85) tiene una dimensión en sección transversal, que es al menos cinco veces mayor que una dimensión en sección transversal de la sección de alimentación de tubos (10, 23).
10. Separador inclinado según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que las múltiples ranuras (22, 81, 90) de la sección tubular interna (21, 80) se extienden sustancialmente por toda la longitud longitudinal de la sección tubular interna (21, 80).
11. Separador inclinado según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que se proporciona una abertura en el extremo cerrado de la sección tubular interna (21, 80), y donde una sección de tubo de retorno está conectada a la abertura del extremo cerrado, en el que la sección de tubo de retorno por el segundo extremo de la misma está conectada a la sección de alimentación de tubos (10, 23), en el que la sección de tubo de retorno (10, 23) está dispuesta para conducir el rebosadero de la sección tubular interna (21, 80) de nuevo a la sección de alimentación de tubos (10, 23).

12. Separador inclinado según la reivindicación 11, en el que la sección de tubo de retorno está conectada a la sección de alimentación de tubo (10, 23) mediante una conexión en forma de Y.
- 5 13. Separador inclinado según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la sección tubular interna (21, 80) está en comunicación fluida con una abertura de entrada en una pared lateral de la sección tubular externa (20, 85) en una sección inferior del separador inclinado (1, 14, 15, 16, 17), y en el que la abertura está en comunicación fluida a través de un tubo curvado hasta una abertura inferior de la sección tubular interna (21, 80).
- 10 14. Separador inclinado según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la sección tubular interna (21, 80) está perforada con una pluralidad de ranuras (90) de forma circular y en las que están dispuestas unas tapas de cubierta redondeadas (91) sobre las ranuras (90) y en el que las aberturas (92) en las superficies de tapa de cubierta redondeadas (91) están dispuestas aguas abajo con relación a la dirección de la corriente de fluido en la sección tubular interna (21, 80).
- 15 15. Un procedimiento para operar un separador inclinado para separar sustancias de pozos petrolíferos según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que las sustancias del pozo petrolífero se alimentan a una velocidad controlada desde la sección de alimentación de tubo (10, 23) hasta la sección tubular interna (21, 80) y adaptando la velocidad de las sustancias del pozo petrolífero de la sección de alimentación de tubos (10, 23) para obtener un flujo laminar en la sección tubular interna (21, 80), para permitir la separación de las sustancias del pozo petrolífero en sustancias de densidad inferior y sustancias de densidad superior.
- 20 16. Un procedimiento según la reivindicación 15, en el que la velocidad de las sustancias del pozo petrolífero está adaptada para permitir que las sustancias de densidad inferior por flotación deriven hacia arriba a través de las ranuras (22, 81, 90) y salgan por una salida superior (2, 84) en la sección tubular externa y las sustancias de densidad superior se hundan hacia abajo a través de las ranuras (22, 81, 90) por gravedad a una salida a través de una salida inferior (3, 86) en la sección tubular externa (20, 85).
- 25 17. Uso de un separador inclinado según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 14 para separar sustancias de pozos petrolíferos en sustancias de densidad inferior, tales como principalmente petróleo y gas, y sustancias de densidad superior, tales como principalmente agua y arena.
- 30 18. Sistema separador para separar sustancias de pozos petrolíferos, comprendiendo el sistema múltiples separadores inclinados según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 14, en el que se introducen sustancias del pozo petrolífero en el extremo abierto de una o más de las secciones tubulares internas de una sección de alimentación de tubo que pasa a través de la sección tubular externa y dentro de la sección tubular interna, donde la inclinación del separador facilita la separación de las sustancias de los pozos petrolíferos en sustancias de densidad inferior y sustancias de densidad superior, donde las sustancias de densidad inferior por flotación derivan hacia arriba a través de las ranuras y salen por una la salida superior en la sección tubular externa y las sustancias de densidad superior se hundan hacia abajo a través de las ranuras y por gravedad salen a través de una salida inferior en la sección tubular externa y donde uno o más colectores o secciones de tubería están dispuestos para conectar salidas superiores y salidas inferiores respectivamente.
- 35 40

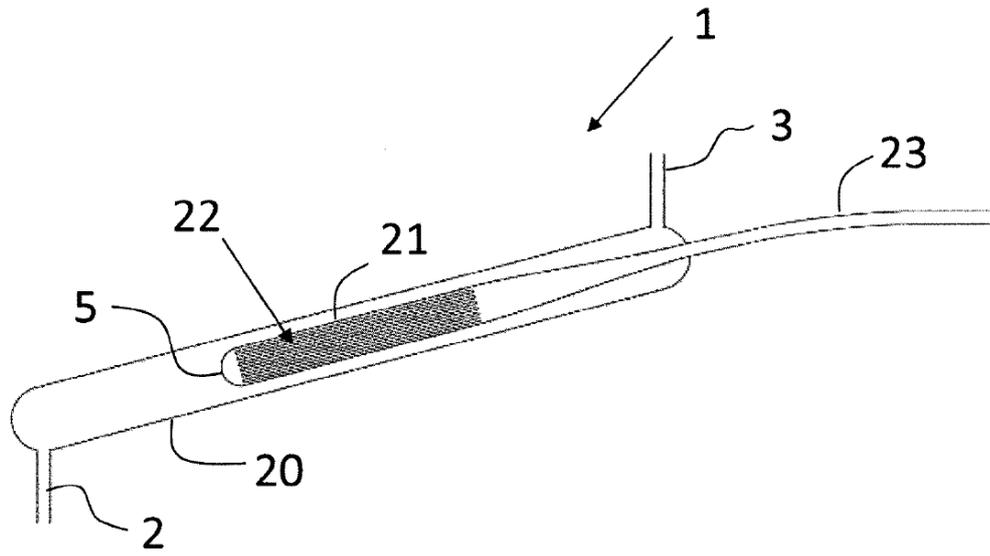


Fig. 1

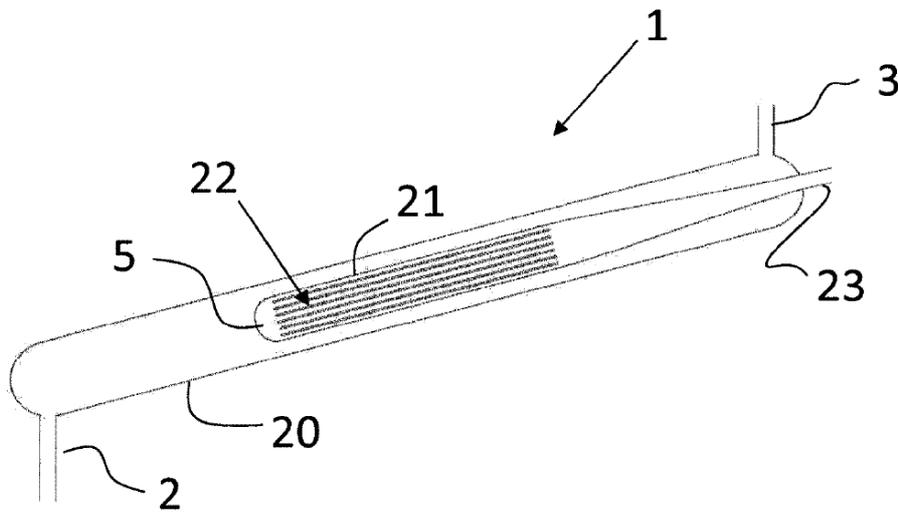


Fig. 2

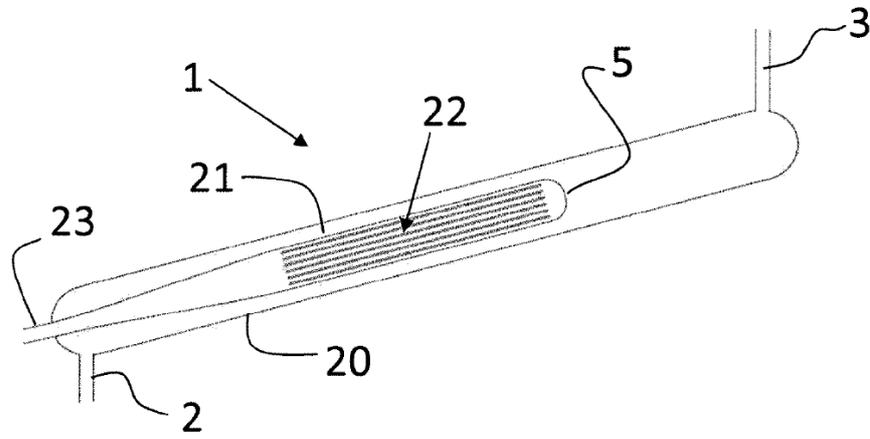


Fig. 3

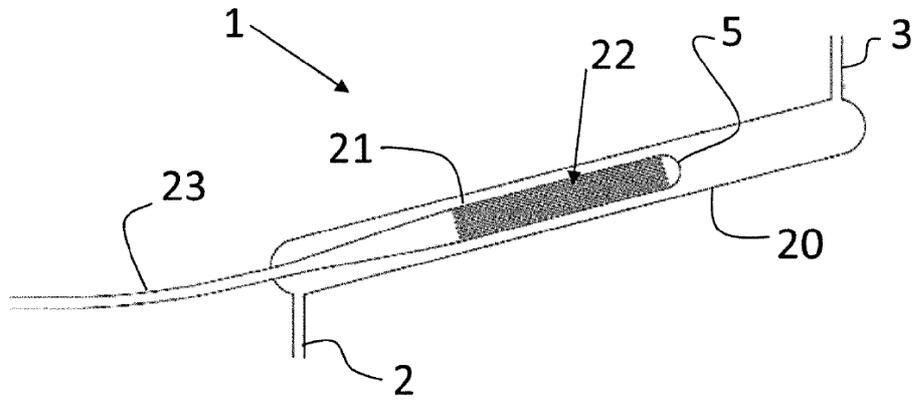
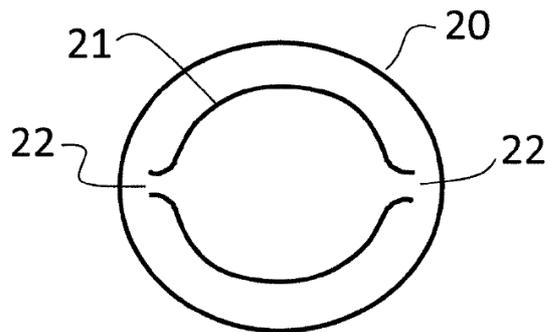
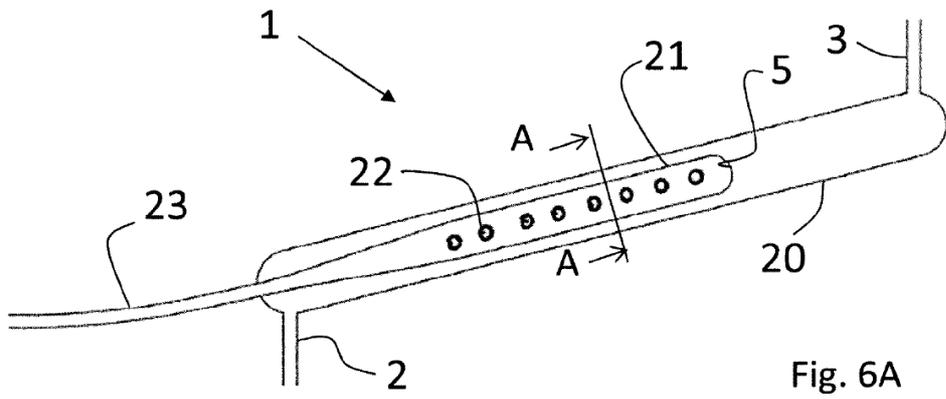
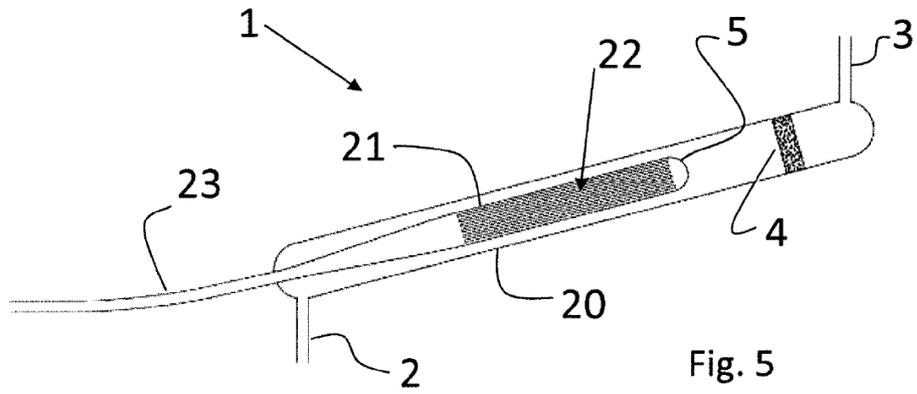


Fig. 4



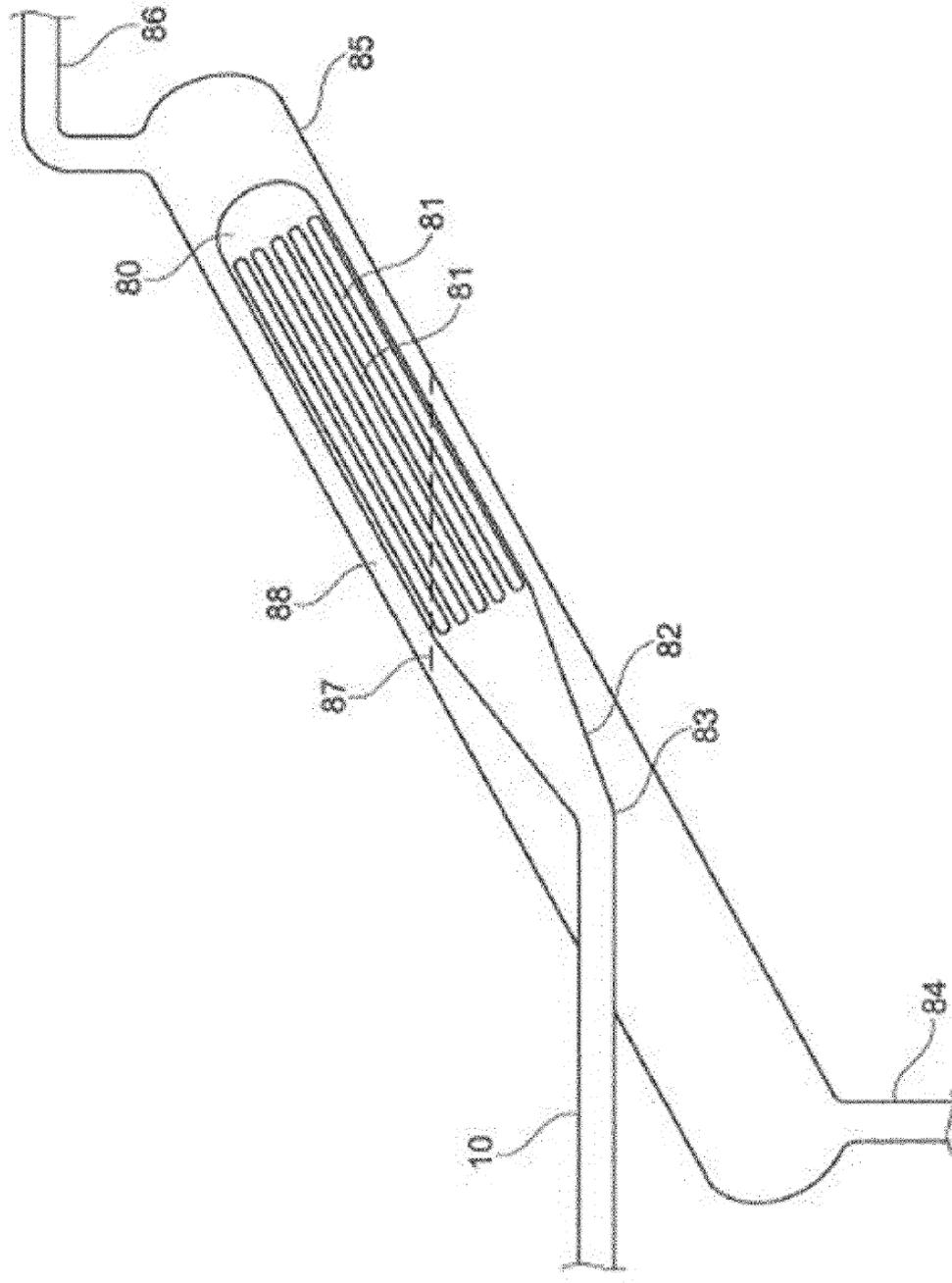


Fig. 7

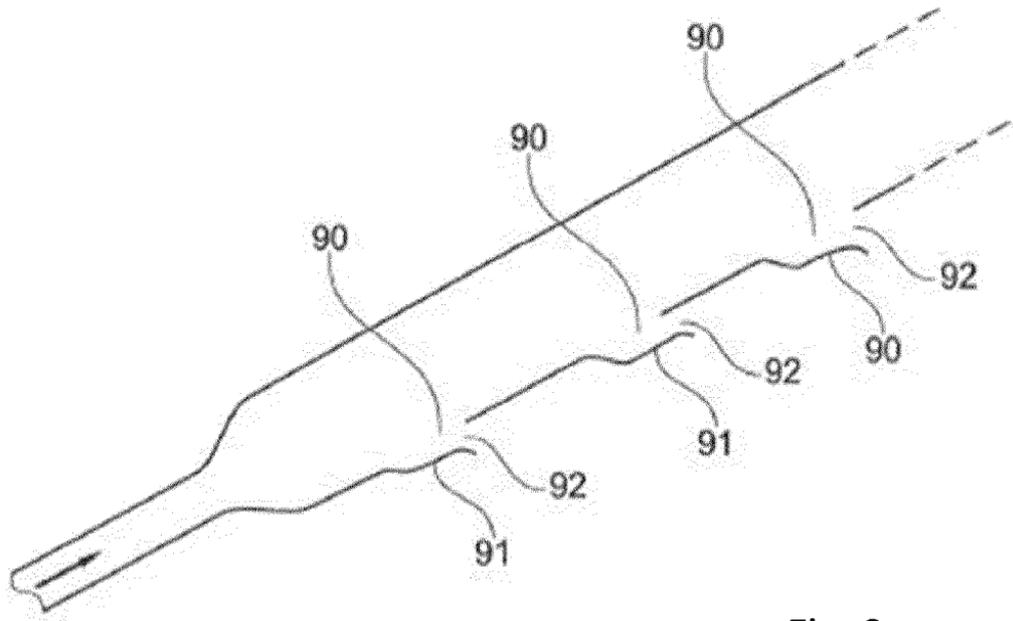


Fig. 8

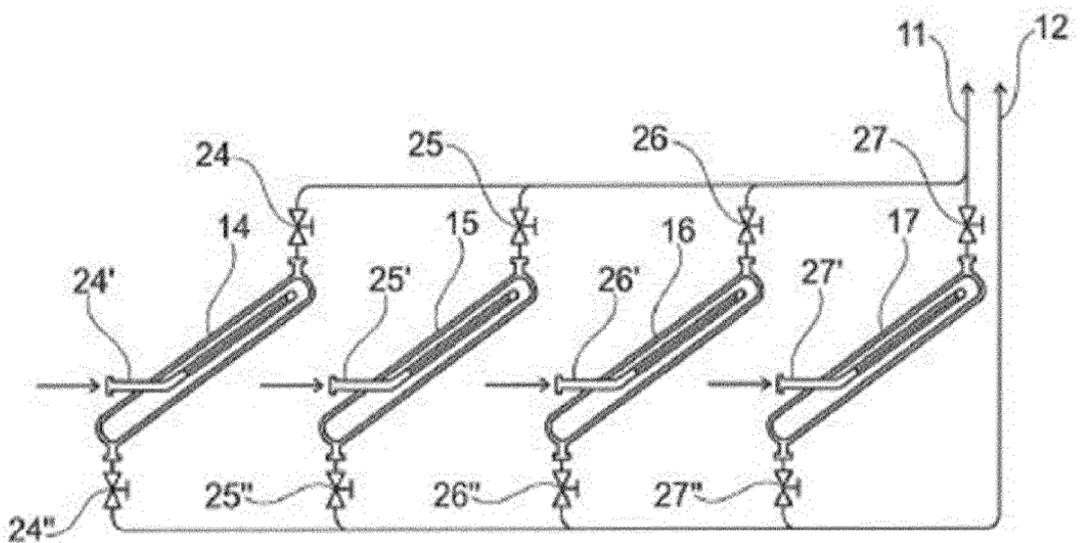


Fig. 9

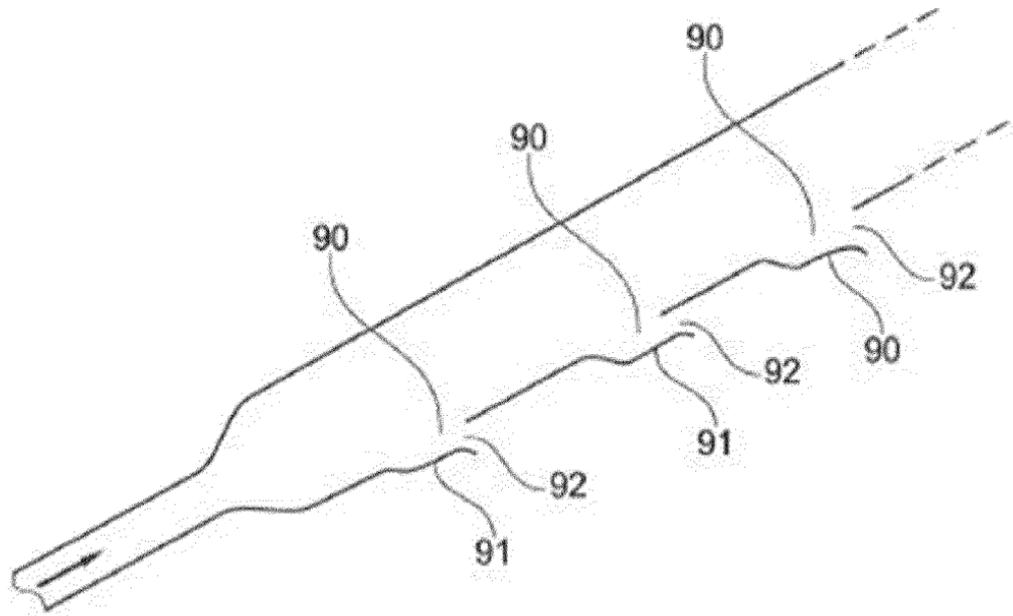


Fig. 8

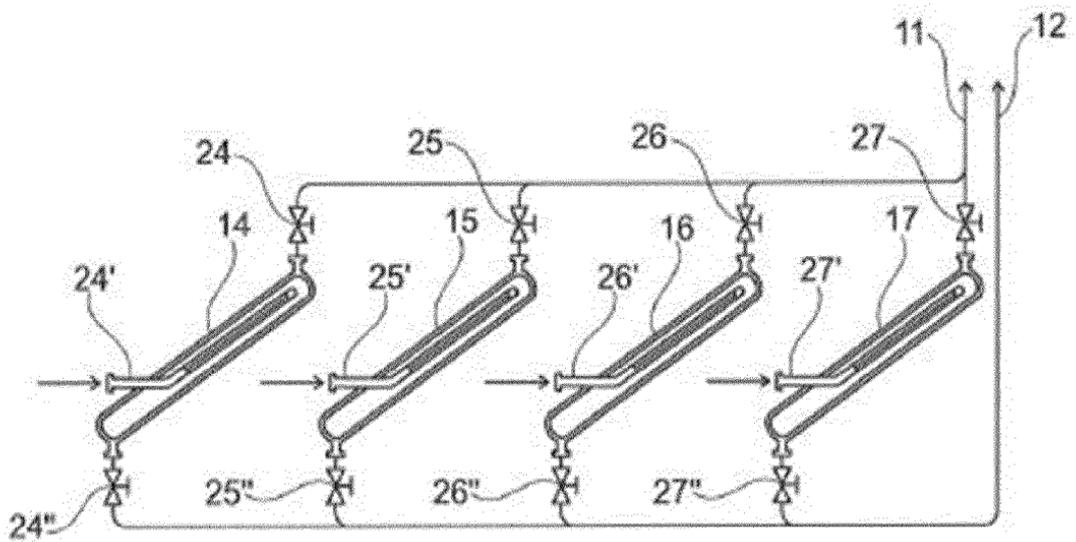


Fig. 9

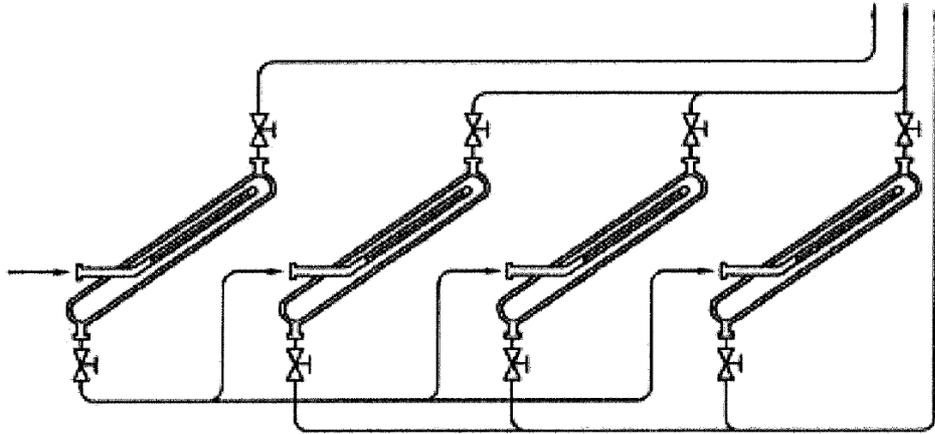


Fig. 10

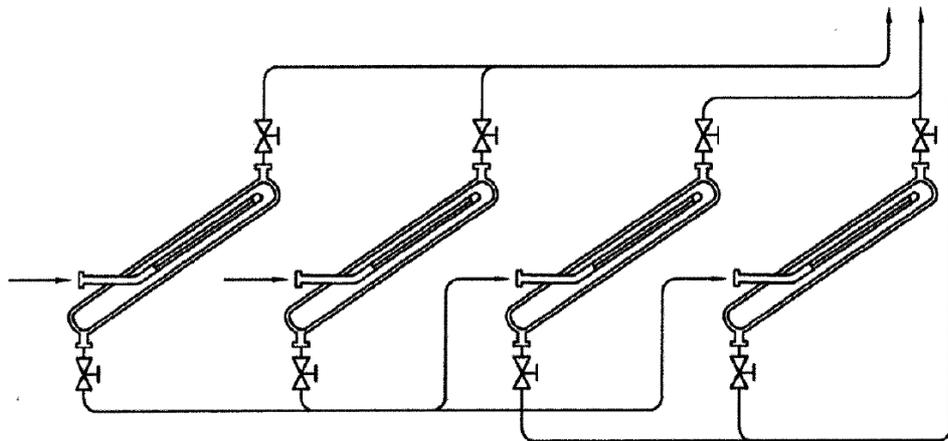


Fig. 11

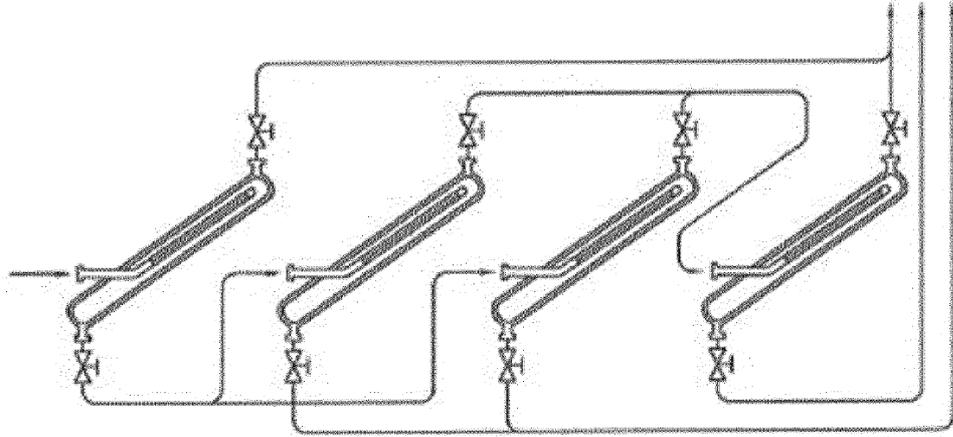


Fig. 12

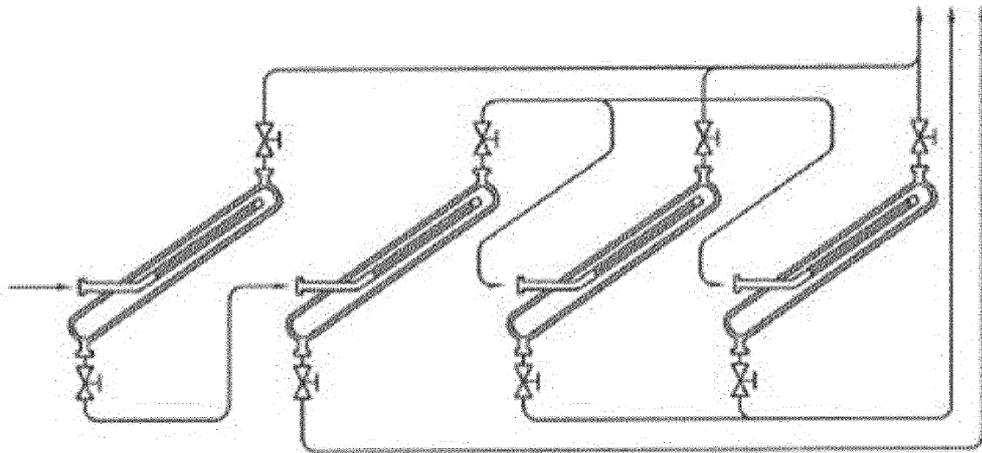


Fig. 13

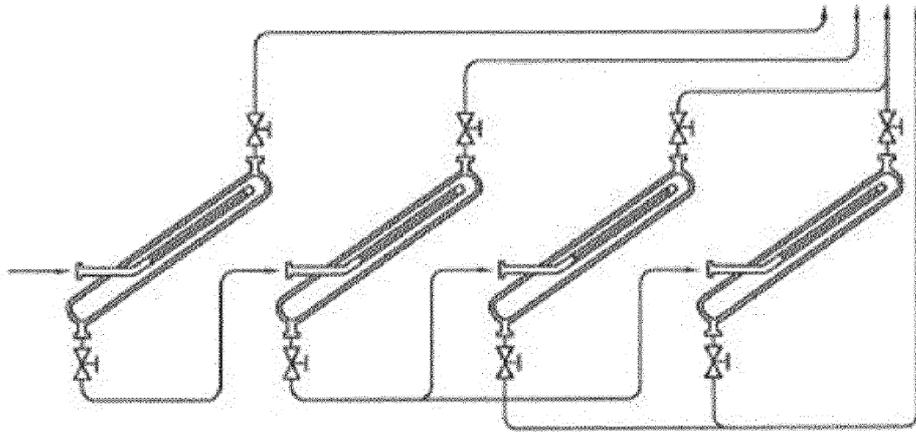


Fig. 14

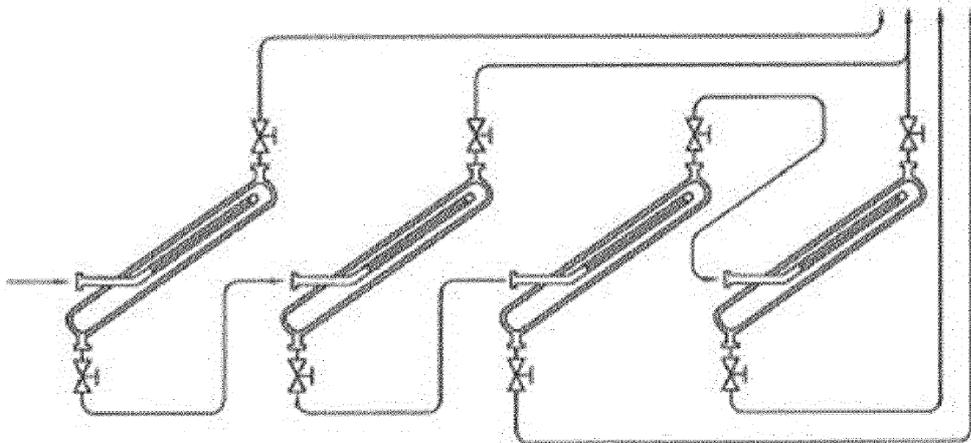


Fig. 15