

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 651 306**

51 Int. Cl.:

B01D 17/02 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **04.10.2013 PCT/IB2013/002821**

87 Fecha y número de publicación internacional: **03.07.2014 WO14102581**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **04.10.2013 E 13831898 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **06.09.2017 EP 2938416**

54 Título: **Aparato y procedimiento para la separación del petróleo del agua producida con contenido de petróleo**

30 Prioridad:

28.12.2012 NO 20121561

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

25.01.2018

73 Titular/es:

**CAMERON SYSTEMS AS (100.0%)
Sluppenvegen 12 E
7073 Trondheim (NO), NO**

72 Inventor/es:

FOLKVANG, JORN

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Francisco

ES 2 651 306 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

Aparato y procedimiento para la separación del petróleo del agua producida con contenido de petróleo

5 La presente invención se refiere a un proceso para la separación del petróleo del agua producida con contenido de petróleo, y a un aparato para la separación del petróleo del agua producida con contenido de petróleo.

Antecedentes

10 Globalmente, la producción de agua asociada con la producción de petróleo y gas es más de tres veces más alta que la producción de petróleo. Esto da una fracción media de agua de aproximadamente el 75% de los que se produce de los pozos. El porcentaje de agua sigue aumentando. Hace unos 10 años aproximadamente, era del 70%. La fracción de agua aumenta en proporción a la antigüedad de los yacimientos petrolíferos y disminuye en proporción al desarrollo de mejores procedimientos para gestionar la reserva y los nuevos yacimientos introducidos. Simultáneamente, las condiciones medioambientales son más estrictas y es más complicado cumplirlas. Los desafíos para los operadores están aumentando, y surge la necesidad de tecnologías que sean mejores, que tengan un menor coste y sean más rentables. El coste del tratamiento del agua es un factor importante a la hora de determinar qué cantidad de contenido de agua será rentable producir. Esto también dependerá del precio del petróleo.

20 US 2011/0290738 divulga un procedimiento y aparato para la separación de hidrocarburos del agua producida con contenido en hidrocarburos.

Resumen

25 La presente invención puede utilizarse para proporcionar un sistema de purificación para el agua producida, incluyendo para su uso en instalaciones petrolíferas onshore y offshore en todo el mundo. El agua producida que sube del pozo con la corriente del pozo se separa del petróleo y del gas, y luego se purifica y se descarga al mar o se vuelve a inyectar en la reserva. El agua producida es una mezcla de agua de formación, residuos de las sustancias químicas de la producción y agua reinyectada (en las instalaciones donde esto se realiza). Los contenidos y composición del agua producida varían según el yacimiento y según el pozo en el mismo yacimiento. Además, la composición variará a lo largo del tiempo en un pozo. Por ejemplo, cada minuto, las plataformas petrolíferas noruegas tratarán aproximadamente 400 m³ de agua. Una plataforma más madura con menos petróleo y más agua ha resultado en un fuerte aumento del agua producida. En 2007, se trataron aproximadamente 200 millones de m³ de agua producida en la plataforma noruega. Aproximadamente el 90% se descargó al mar.

Es un objetivo de la presente invención mejorar aún más la limpieza del agua producida y por consiguiente, disminuir el nivel ppm de petróleo en el agua purificada.

40 La presente invención proporciona un aparato para la separación del petróleo del agua producida con contenido de petróleo, donde una realización del aparato comprende: un depósito que incluye una pared lateral y un interior hueco;

- una tubería de inyección de gas;
- 45 • una tubería de entrada que se extiende al interior del depósito y se conecta con la tubería de inyección de gas;
- una boquilla que se extiende desde la tubería de entrada al interior del depósito y finaliza tangencialmente a lo largo de la pared lateral;
- una salida en la parte inferior del depósito; y
- una salida en la parte superior del depósito;

50 caracterizado por: una placa separadora perforada en el interior del depósito, la placa montada debajo de la boquilla y extendiéndose radialmente hacia dentro con respecto a la pared lateral del depósito e incluye perforaciones distribuidas de forma uniforme para regular y distribuir el flujo descendente del agua que contiene petróleo.

55 Además, una realización de la invención proporciona un procedimiento para la separación del petróleo del agua producida con contenido de petróleo. El procedimiento comprende:

mezclar el agua producida con contenido de petróleo con un componente que contenga gas; introducir la mezcla de agua producida con contenido de gas y petróleo en el interior de un depósito a través de una boquilla que termina tangencialmente a lo largo de la pared lateral del depósito; repartir la mezcla en la cámara del depósito; caracterizado por: pasar la mezcla a través de la placa separadora perforada (41) en el interior del depósito, la placa se extiende radialmente hacia dentro con respecto a la pared lateral del depósito e incluye perforaciones distribuidas uniformemente para regular y distribuir el flujo descendente del agua con contenido de petróleo;

65 separar el petróleo y el gas con gotas de petróleo adherente del agua producida; permitir que el petróleo y gas con gotas de petróleo adherentes se eleven hasta una salida en la parte superior del depósito y se descarguen del

depósito; y

conducir el agua producida limpia a una salida (12) en la parte inferior del depósito. El petróleo y el gas con gotas de petróleo adherente se elevarán hacia una salida en la parte superior del depósito y se descargarán; y el agua limpia se conduce a una salida en la parte inferior del depósito.

En otra realización, se monta al menos un álabe guía debajo de cada boquilla de salida. Este álabe guía lleva el agua tangencialmente a lo largo de la pared del depósito. Para obtener una mejor mezcla, un álabe guía preferiblemente lleva la mezcla de agua hasta la siguiente boquilla de salida. Puede montarse al menos una tobera para guiar el agua a lo largo de los álabes guía.

Breve descripción de las figuras

A continuación, se describirá una realización de la invención con referencia a las siguientes figuras:

La FIG. 1 muestra un sistema de purificación para agua producida.

La FIG. 2 muestra un detalle relacionado con una boquilla superior opcional.

La FIG. 3 muestra un sistema de purificación con tres etapas.

La FIG. 4 muestra una etapa independiente de un sistema de purificación.

La FIG. 5 muestra dos secciones dentro de un depósito separador con una tobera en forma de pared anular interna.

La FIG. 6 muestra las mismas secciones dentro de un depósito separador que en la FIG. 5, vistas desde abajo.

La FIG. 7 muestra una realización de la invención donde se fija una placa separadora perforada a la parte inferior del interior de la tobera.

Descripción detallada

En la FIG. 1, el agua producida del separador de petróleo/agua u otro equipo de purificación como hidrociclones, depósito de desgasificación o similar puede introducirse a través de la entrada 1. Esta agua se suministra con gas mediante la tubería de inyección de gas 2 y se mezcla junto con el agua entrante en un mezclador de gas 3. Alternativamente, el mezclador de gas 3 se sustituye con un inyector (eyector) que tiene agua entrante como fuerza impulsora y que succiona gas a través del tubo 4 desde la parte superior del depósito. Las cantidades de gas típicas añadidas o circuladas pueden ser de aproximadamente el 3 al 7 % del flujo de agua entrante a la presión de operación. Esto variará según la cantidad de gas residual que está presente en el agua entrante. Esta mezcla de agua que contiene gas y petróleo se introduce en un tubo de entrada que se extiende al interior del depósito a través de la parte inferior 5. En la parte superior del tubo interno hay un elemento de ramificación 6 que distribuye el agua a uno o más tubos de distribución que tienen boquillas de salida 7 para controlar la velocidad de la mezcla gas/agua en el depósito. Éstas terminan tangencialmente a lo largo de la pared del depósito. Debido a la terminación tangencial de los tubos/boquillas del depósito, se consigue una circulación en el depósito lo que produce una mezcla de agua, gas y petróleo. Esto resulta en un buen contacto entre las burbujas de gas y las gotas de petróleo. Para impedir que al agua que sale de las boquillas no vaya directamente hacia abajo en el depósito, sino que se mezcle con el agua/gas entrante, existen diferentes soluciones.

Los álabes guía 8.1 pueden montarse bajo cada una de las boquillas de salida, que son las entradas del caudal al tanque. Esto puede llevar el agua a la siguiente boquilla de salida de forma que el agua cuando se hayan liberado grandes burbujas de gas se mezcle con el agua entrante para un mejor mezclado/contacto entre el gas y las gotas de petróleo.

Además, una tobera 39 (mostrada en la FIG.5) puede disponerse dentro del álabe guía 8.1 con un ángulo de 30° a 150° en relación con el álabe guía 8.1 para asegurar que el flujo de una boquilla de salida 7 se encuentre con el flujo de la siguiente boquilla de salida 7. En esta realización, la tobera 39 se fija como una pared anular interna en una posición casi vertical (casi 90°) en relación con los álabes guía 8.1. La tobera 39 puede también disponerse de forma discontinua dentro del álabe guía 8.1. La altura de la tobera 39 puede ser casi cualquier altura, pero generalmente se prefiere que se corresponda con la anchura del álabe guía 8.1.

De acuerdo con las realizaciones de la invención, la introducción de placas separadoras perforadas 41 montadas en el depósito separador restringirá o regulará el flujo de la mezcla y contribuirá a la distribución uniforme del caudal. La perforación de la placa separadora 41 puede incluir aberturas de diferentes tamaños y formas. Las aberturas pueden estar distribuidas de forma uniforme para obtener un volumen de flujo uniforme. La proporción preferida, aunque no la única, entre el área de abertura y el material sólido de la placa separadora 41 debería determinarse dependiendo del tamaño y la capacidad del depósito. Esta área de abertura debería ser como mínimo el 15% del área de la placa separadora 41. La FIG. 7 muestra una realización de la invención donde una placa separadora 41 se fija a la parte interior de la tobera, como a la parte inferior o cualquier otra ubicación adecuada. Las placas separadoras perforadas pueden usarse de forma independiente o en combinaciones con los álabes guía y/o tobera. Por ejemplo, la placa separadora 41 puede estar ubicada bajo la boquilla 7, el álabe guía 8.1, y la tobera 39 para restringir o regular el flujo dentro de todo el recipiente.

Para conseguir un buen mezclado también en la parte central del depósito, un elemento de boquilla ajustable 26 puede montarse opcionalmente en la parte superior del tubo de entrada (véanse las FIGS. 2 y 3). Esto reparte la mezcla líquido/gas desde el centro y hacia afuera y mezcla esto con la mezcla de líquido/gas desde las boquillas de salida 7. El gas con gotas de petróleo adherente se elevará a la superficie del líquido en el depósito y se sacará
 5 junto con algo de agua en una salida sumergida 9 en la parte superior del depósito. Esta descarga se controla mediante una válvula 10. La proporción de mezclado petróleo/agua en este caudal depende de la apertura de la válvula.

El agua con las burbujas de gas que tienen una velocidad ascendente menor que la velocidad del agua hacia abajo en el depósito puede pasar un "lecho" de materiales de agrupamiento seleccionados de un grupo que comprende anillos Raschig 11, entre otros, o similares y a los cuales las burbujas de gas con el petróleo adherido se fijan, creciendo juntas y con ello se consigue una flotabilidad que supera la velocidad descendente del agua y flotan hasta la superficie. El agua pura (tratada) que se suministra de este "lecho" saldrá por la salida 12 en la parte inferior del depósito y posteriormente para su emisión 13 o inyección opcional a la reserva como soporte de presión. Esta cantidad se mide en el medidor de flujo 14. Un caudal parcial 15 de la salida de agua desde el depósito se circulará mediante una bomba 16 de vuelta al depósito. La cantidad que se recircula se controla mediante una válvula 17. El gas mediante un punto de inyección 18 se suministra y posteriormente se introduce a esta caudal a través de un mezclador 19 que mezcla el gas con el agua. Alternativamente, el gas puede succionarse desde la parte superior del depósito 20 por medio de un inyector que sustituye al mezclador 19. La cantidad de gas típica podrán ser aproximadamente entre el 3 y el 7 % del flujo de agua entrante a la presión de operación. La cantidad de recirculación típica será de entre el 30 y el 70% de la capacidad máxima del depósito. La cantidad de recirculación se leerá con el medidor de flujo 21. Fuera del tubo interior 22 hay un tubo exterior que en ambos extremos está sellado contra el tubo interior 22. Por tanto, una cámara 23 se forma entre estos tubos en los cuales el caudal de recirculación 15 entra. En la parte superior de esta cámara hay un elemento de ramificación 24 que distribuye el agua a uno o más tubos que tienen boquillas de salida 25 para controlar la velocidad de la mezcla gas/agua en el depósito. Éstas terminan tangencialmente a lo largo de la pared del depósito. Para impedir que el agua de las boquillas vaya directamente hacia abajo en el depósito, sino que se mezcle con el agua/gas entrante, se monta al menos un álabe guía 8.2 bajo cada una de las entradas. Esto lleva el agua a la próxima entrada de forma que el agua, cuando se hayan liberado grandes burbujas de gas, se mezcla con el agua entrante para formar una mejor mezcla/contacto entre el gas y las gotas de petróleo. Alternativamente, este caudal puede distribuirse tangencialmente a cualquier distancia desde el tubo de entrada con el álabe guía subyacente y una pared vertical externa. Alternativamente, este caudal también puede distribuirse verticalmente hacia arriba desde la salida del tubo. Alternativamente, las distribuciones mencionadas anteriormente pueden dirigirse contracorriente a la distribución descrita en relación con las boquillas de salida 7. En este aspecto, el agua que se separa desde el sistema/mezcla de la boquilla superior suministrada con mezcla de agua pura/gas y petróleo que puede seguir a esta agua, estará en contacto de nuevo con las burbujas de gas que se mezclan en el agua y con ello se consigue una nueva zona de contacto para el petróleo/gas lo que resulta en una mejor purificación. Alternativamente, un caudal fraccional de agua entrante puede introducirse a través de la misma entrada. El agua que se introduce mediante la recirculación, seguirá la eliminación gradual 12 de agua en la parte inferior del depósito. Para aumentar el tamaño de las gotas de petróleo en el agua entrante, pueden añadirse productos químicos, por ejemplo, floculantes, corriente arriba de la unidad.

Para una mayor purificación, pueden conectarse en serie varios depósitos.

45 Alternativamente, cada boquilla independiente puede tener un inyector que succiona el gas a través de un tubo 4 desde la parte superior del depósito. Este tubo puede estar situado fuera o dentro del depósito.

Alternativamente, el tubo de entrada puede extenderse desde la parte superior del depósito y hacia abajo. Alternativamente, el agua puede purificarse en varias etapas internamente en el depósito, en el cual el agua de la etapa de purificación superior a través de las boquillas 7 pasa mediante la cámara anular 28 entre el tubo de alimentación 27 y un tubo situado externamente 29 y donde la cámara superior se separa por medio de la placa 30 (véase la FIG. 3). En la FIG. 4 se muestra una vista seccional detallada de la cámara anular. Un depósito separador puede incluir varias secciones separadas por una placa y la cámara anular mostrada en la FIG. 4. Antes de que el agua entre en dicha cámara anular, un dispositivo antirremolino 38 está presente para impedir que el agua del centro del depósito entre en la cámara anular. Esto es para evitar el arrastre del petróleo desde la parte superior del depósito. El agua se introduce desde ahí a través del elemento de ramificación 31 que distribuye el agua a uno o más tubos que tienen boquillas de salida 32 para controlar la velocidad de la mezcla gas/agua en una cámara nueva. Estas boquillas terminan tangencialmente a lo largo de la pared del depósito. Alternativamente, el gas puede suministrarse a este caudal mediante la adición de gas 34. Un gas típico es el nitrógeno, el gas de hidrocarburo (gas de combustible), CO₂, pero no están restringidos a estos. El petróleo y el gas que se separan en esta cámara se elimina mediante la salida de descarte 36 y se combina con las salidas de descarte 20 y 35. Alternativamente, un número de etapas independientes, como se ha descrito previamente, pueden instalarse unas debajo de las otras cuando estas etapas tengan una función similar.

65 La FIG. 5 como se describe anteriormente muestra una vista de dos secciones dentro de un depósito incluyendo una pared lateral y un interior hueco. La pared anular interior/tobera 39 se fija en el interior de los álabes guía 8.1,

dirigida hacia arriba. En esta realización la pared anular se dispone a casi 90° en los álabes guía 8.1. La altura de la tobera 39 puede ser casi cualquier altura, pero generalmente se prefiere que se corresponda con la anchura del álabe guía 8.1. En la figura se muestra el tubo de entrada 27 y la cámara anular 28.

5 La FIG. 6 muestra la misma realización que la FIG. 5, pero desde un ángulo diferente. Aquí los álabes guía 8.1 pueden verse desde abajo. El gas puede inyectarse a través del tubo 34 a la cámara anular. El petróleo y el gas que se separan en esta cámara se eliminan a mediante la salida de descarte 36.

10 La presente invención proporciona una solución que hace que la instalación sea más compacta y efectiva. Una técnica anterior en este campo utiliza un número de etapas de purificación en series. La presente solución tiene un número de etapas de purificación dentro del mismo depósito. Además, debe especificarse que la presente invención puede realizarse con las etapas de purificación mencionadas anteriormente en la secuencia y número que se consideren adecuados. Esto reducirá los costes, reducirá el espacio requerido necesario y por tanto será oportuno para más clientes. Debido a su diseño será más sencillo de construir (fabricar) y también más fácil de adaptarse a las instalaciones existentes que los depósitos con, por ejemplo, una entrada tangencial externa.

Una realización o realizaciones del presente proceso y aparato pueden comprender lo siguiente:

20 El proceso y aparato para la separación de petróleo/hidrocarburos en estado líquido o estado gaseoso del agua producida en la producción petrolífera, la separación de otros líquidos/gases con diferencia de peso específica y que no se disuelven unos en otros, comprende:

- a. Un tanque que incluye una pared y un interior hueco. La proporción altura/diámetro de los depósitos adecuados depende de los componentes que se van a separar.
- 25 b. Donde el caudal de entrada incluyendo los componentes (petróleo y gas) a separar se introduce en un tubo de entrada del depósito con la posibilidad de la adición de gas mediante recirculación desde la parte superior del depósito mediante un eyector (eductor) o gas externo adicional, por ejemplo, nitrógeno, dióxido de carbono, gas de hidrocarburos que por ejemplo se separa de los separadores de producción, pero no está restringido a estos.
- 30 c. Un elemento de distribución en la parte superior del tubo de entrada descrito anteriormente en el elemento b. y que distribuye la introducción en uno o más tubos de distribución que terminan tangencialmente a lo largo de la pared del depósito y al menos un álabe guía debajo de estos, que se extiende casi horizontalmente, ligeramente hacia arriba. Una pared anular/tobera se fija a los álabes guía en el interior y se dirige hacia arriba en un ángulo de entre 30° y 150° completamente o parcialmente a lo largo de las longitudes del álabe guía. Esta disposición garantiza que el caudal de al menos un tubo de distribución se dirige sobre el siguiente tubo de distribución para crear un giro (circulación) en el depósito y un caudal homogéneo que proporciona una buena mezcla de gas/líquido en esta parte del depósito.
- 35 d. Una boquilla ajustable se monta en la parte superior del tubo de entrada descrito en el elemento b. anterior. Este elemento reparte la mezcla de líquido/gas desde el centro y hacia afuera en el depósito y la mezcla con la mezcla de líquido/gas desde el tubo de la boquilla descrito en el elemento c.
- 40 e. Un tubo fuera del tubo de alimentación descrito en el elemento c y que se sella en ambos extremos contra el tubo de alimentación descrito en el elemento c y forma una cámara anular donde un caudal recirculado desde la salida de agua purificada puede recircularse junto con el gas añadido a un mezclador o con el gas recirculado desde la parte superior del depósito mediante un eyector. Alternativamente, una parte del caudal introducido puede introducirse en el tubo anular descrito.
- 45 f. Donde el tubo anular descrito tiene un elemento de distribución como el descrito en el elemento c, pero situado más bajo que el tubo de distribución descrito en c, donde el caudal introducido puede distribuirse tangencialmente en cualquier distancia desde el tubo central hacia la pared del depósito direccionalmente controlado concurrentemente o contracorrientemente hacia el caudal de distribución descrito en el elemento c. El álabe guía puede tener una pared vertical externa que es de 2 a 10 veces más alta que el tubo de distribución a la distribución más cercana a la pared del depósito. Alternativamente, los tubos de distribución pueden dirigirse horizontalmente hacia arriba.
- 50 g. Donde la salida del líquido purificado está en la parte inferior del depósito.
- h. Donde el caudal de líquido que fluye hacia abajo pasa un "lecho" de material coalescente de gas (material de agrupamiento) donde pequeñas burbujas de gas con gotas/partículas adherentes se juntan para crear burbujas más grandes y flotan para subir a la superficie.
- 55 i. Donde el gas y el petróleo que han sido separados se eliminan de la parte superior del depósito mediante un tubo sumergido a un nivel de entre el 5 y el 20% por ciento de la altura del depósito desde la parte superior del depósito donde la cantidad eliminada se regula mediante una válvula.
- j. Una "almohadilla" de gas en la parte superior del depósito se forma gracias al tubo descrito en el elemento i, que es un regulador para la recirculación del gas.
- 60 k. Donde la presión en el depósito se controla mediante una válvula en el tubo externo.
- l. Una placa separadora perforada montada en el depósito para proporcionar ecualización de la proporción que fluye hacia abajo de agua producida. La inserción de dichas placas separadoras ha demostrado que menos petróleo sigue el caudal hacia abajo, y el nivel de purificación del agua desde la salida 12 ha aumentado un 50%.

65 Es importante tener en cuenta que las etapas de purificación adicionales pueden verse afectadas en relación con las diferentes etapas y realizaciones descritas anteriormente.

REIVINDICACIONES

1. Un aparato para la separación del petróleo del agua con contenido de petróleo, el aparato comprende;
- 5 un depósito que incluye una pared lateral y un interior hueco;
una tubería de inyección de gas (2);
un tubo de entrada (22,27) que se extiende en el interior del depósito y se conecta con la tubería de inyección de
gas (2);
10 una boquilla (7) que se extiende desde la tubería de entrada (22,27) al interior del depósito y se extiende
tangencialmente a lo largo de la pared lateral del depósito;
una salida (12) en la parte inferior del depósito; y
una salida (9) en la parte superior del depósito;
- caracterizado por:**
- 15 una placa separadora perforada (41) en el interior del depósito, la placa montada debajo de la boquilla y
extendiéndose radialmente hacia dentro con respecto a la pared lateral del depósito e incluye aberturas distribuidas
de forma uniforme para regular y distribuir el flujo descendiente del agua que contiene petróleo.
- 20 2. El aparato de la reivindicación 1, que comprende además un álabe guía (8.1) debajo de la boquilla (7)
que se extiende radialmente hacia dentro con respecto a la pared lateral del depósito.
3. El aparato de la reivindicación 2, que además comprende una tobera (39) que se extiende a lo largo
25 del interior del álabe guía (8.1) a un ángulo de 30° a 150° en relación con el álabe guía (8.1).
4. El aparato de la reivindicación 3, donde la placa separadora perforada (41) se monta dentro de la
tobera (39).
5. El aparato de la reivindicación 1, donde las aberturas comprenden al menos el 15% del área de la
30 placa separadora perforada (41).
6. El aparato de la reivindicación 1, donde la placa separadora perforada (41) se extiende a lo largo del
plano de la sección transversal horizontal del depósito.
- 35 7. El aparato reivindicación 1, que comprende además:
- una placa que separa el interior hueco del depósito en más de una cámara; y más de una placa separadora
perforada (41).
- 40 8. Un procedimiento para separar petróleo del agua producida con contenido de petróleo usando el
aparato de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 7, el procedimiento comprende:
- mezclar el agua producida con contenido de petróleo con un componente que contenga gas;
45 introducir la mezcla de agua producida que contiene gas y petróleo en el interior de un depósito mediante una
boquilla (7) que termina tangencialmente a lo largo de la pared lateral del depósito;
repartir la mezcla en una cámara del depósito;
- caracterizado por:** pasar la mezcla a través de una placa separadora perforada (41) montada bajo la boquilla (7) en
50 el interior del depósito; la placa (41) se extiende radialmente hacia dentro con respecto a la pared lateral del depósito
e incluye perforaciones distribuidas de forma uniforme para regular y distribuir uniformemente el flujo descendiente
del agua con contenido de petróleo;
separar el petróleo y el gas con gotas de petróleo adherente del agua producida; permitir que el petróleo y gas con
gotas de petróleo adherentes se eleven hasta una salida (9) en la parte superior del depósito y se descarguen del
depósito; y
55 conducir el agua producida limpia a una salida (12) en la parte inferior del depósito.

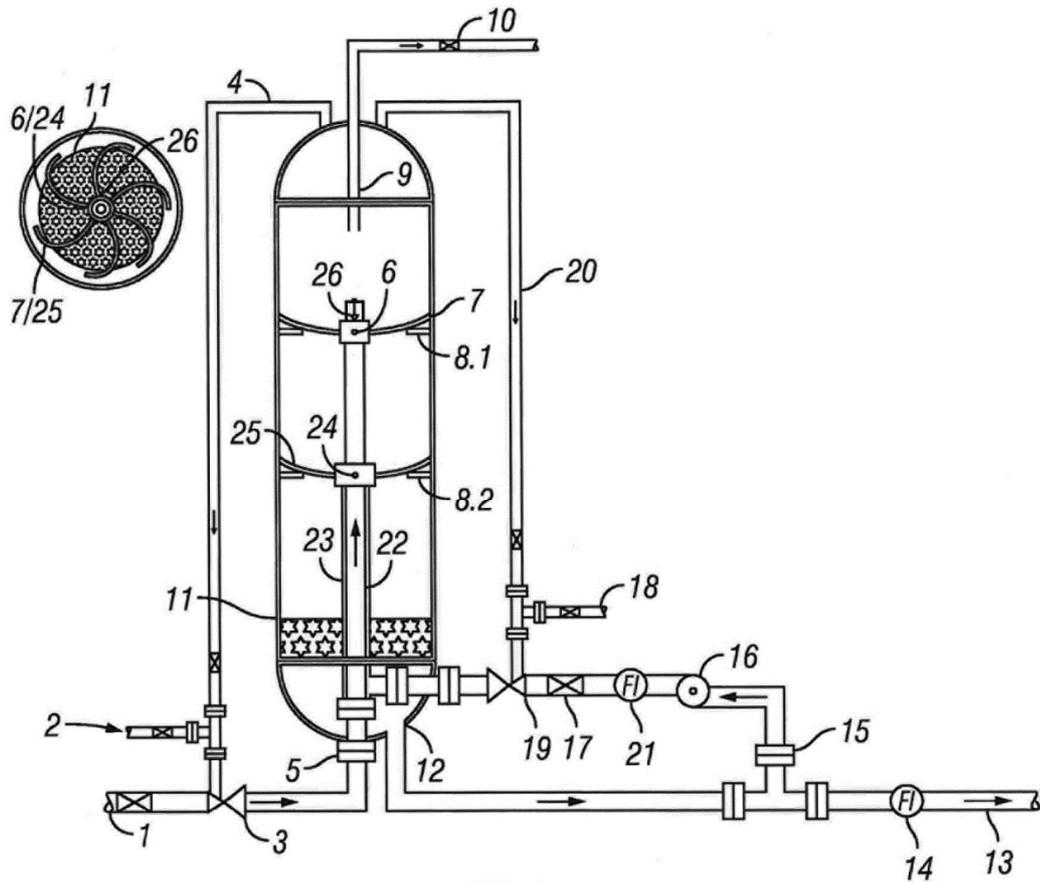


FIG. 1

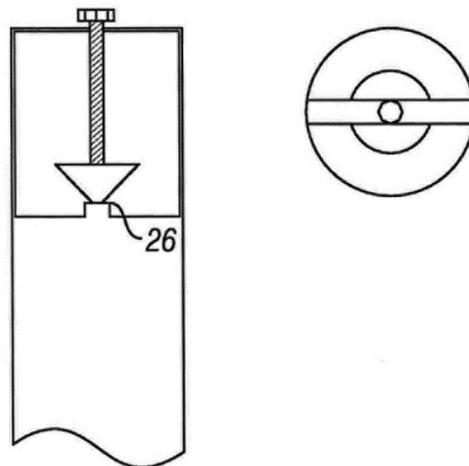


FIG. 2

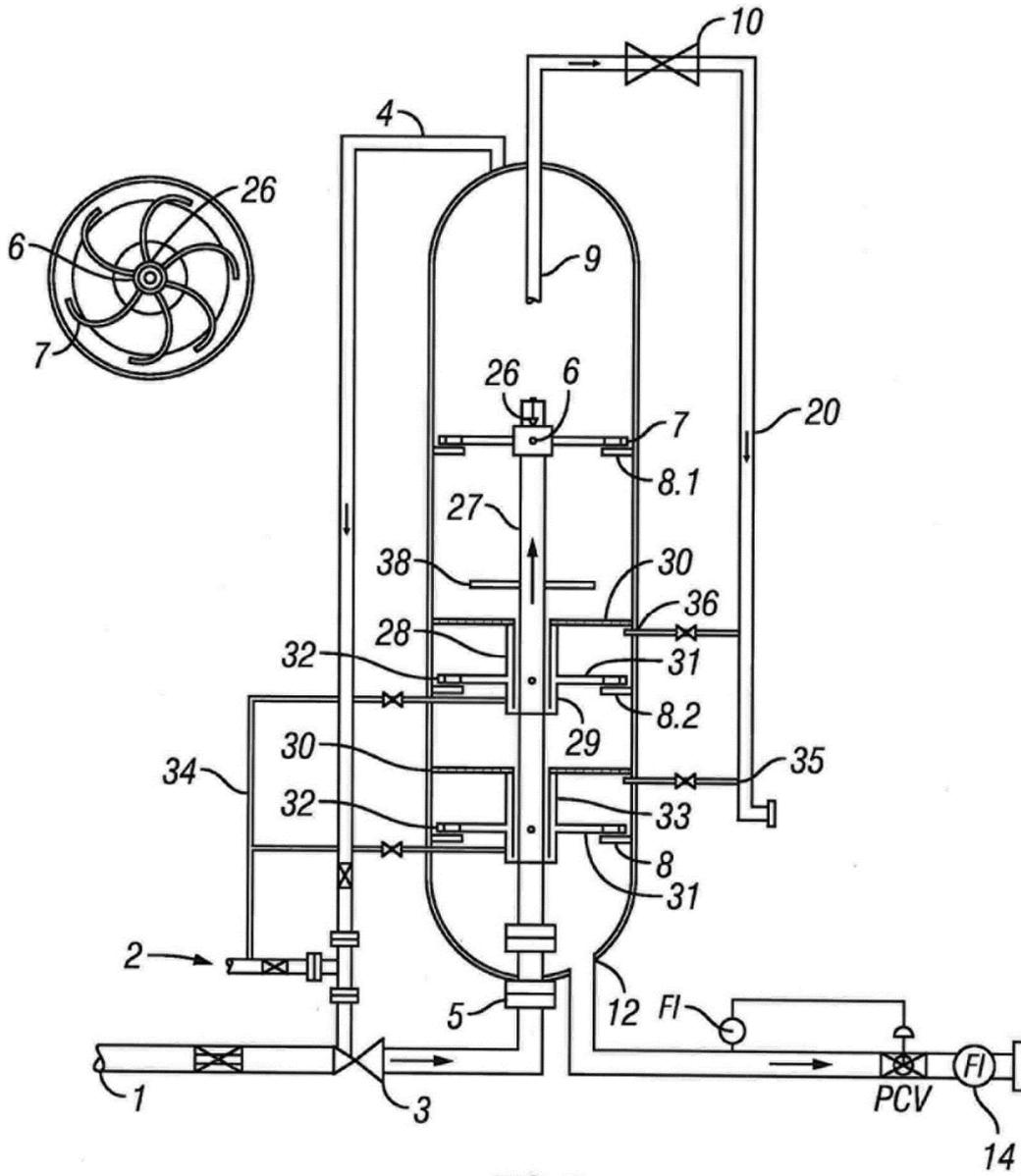


FIG. 3

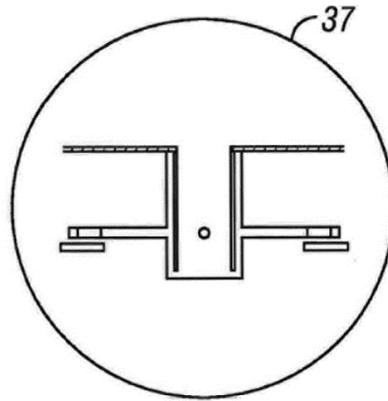


FIG. 4

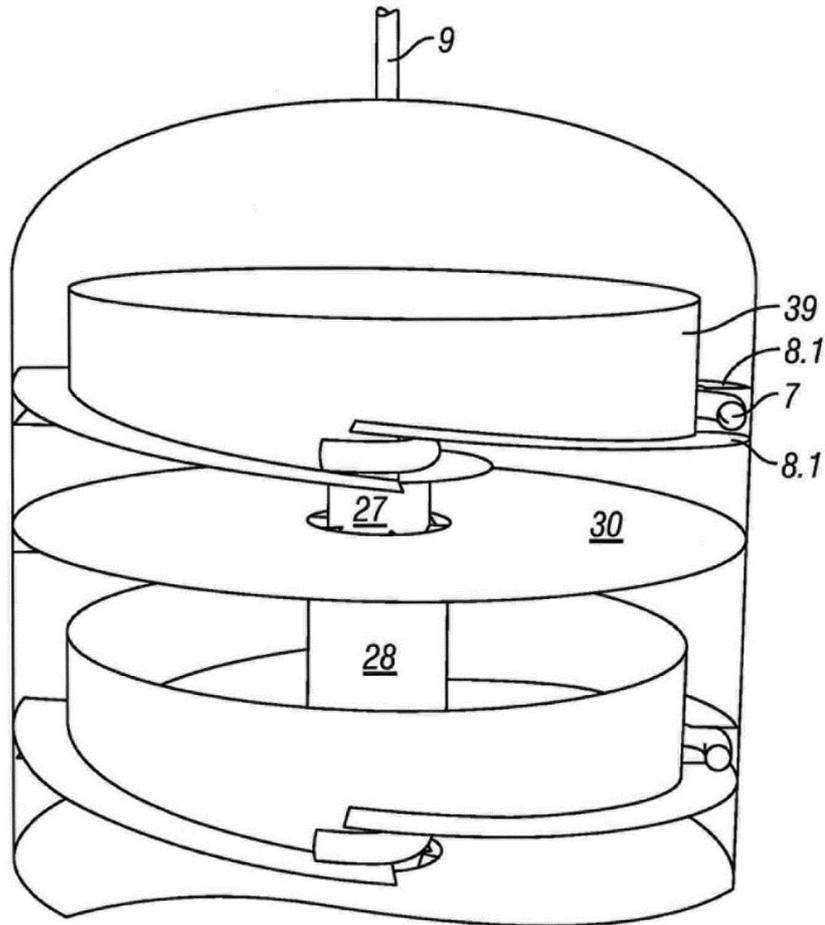


FIG. 5

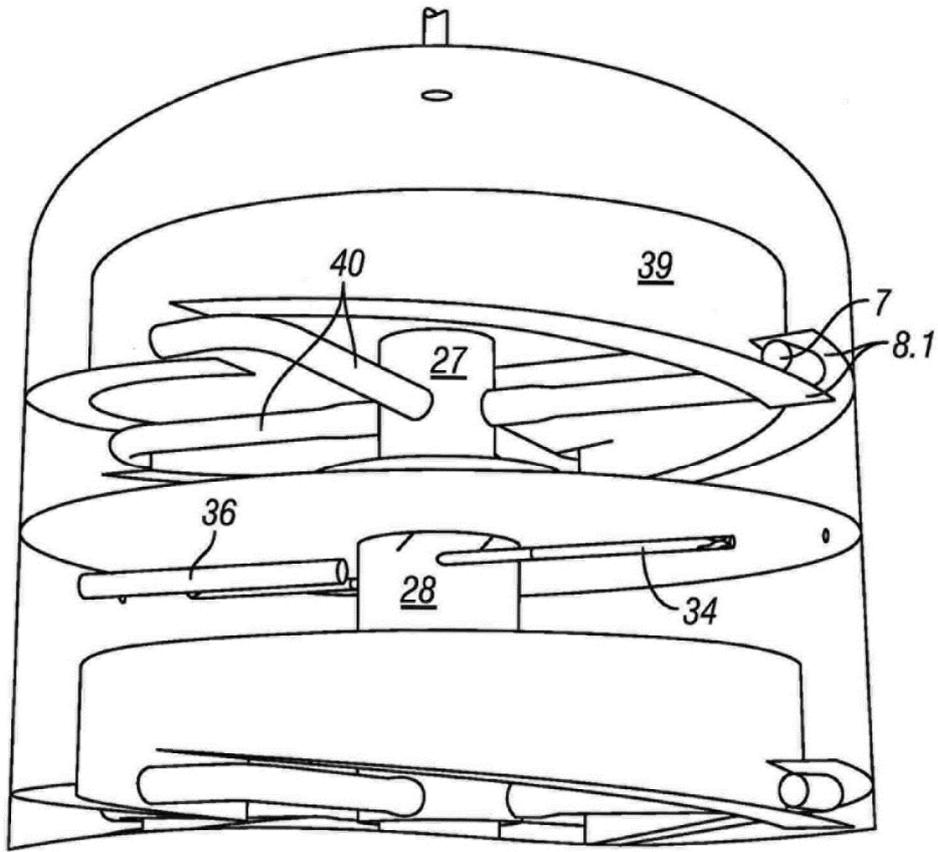


FIG. 6

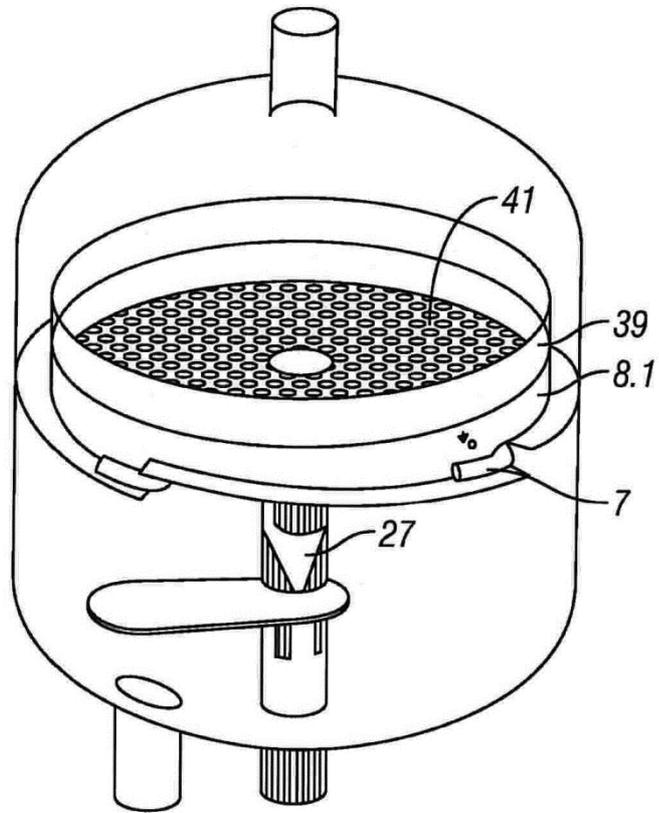


FIG. 7