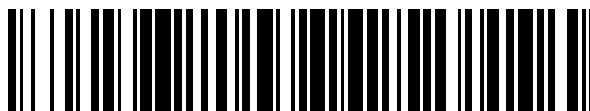


19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 598 904**

51 Int. Cl.:

**F17C 11/00** (2006.01)

**B67D 7/04** (2010.01)

**F02C 3/20** (2006.01)

**F23G 7/06** (2006.01)

**F25J 3/06** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **31.05.2012 PCT/NO2012/000043**

87 Fecha y número de publicación internacional: **06.12.2012 WO12165968**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **31.05.2012 E 12792232 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **20.07.2016 EP 2715208**

54 Título: **Procedimiento y sistema de tratamiento de vapores de carga procedentes de tanques de petróleo crudo y productos derivados del petróleo, para producir electricidad**

30 Prioridad:

**31.05.2011 NO 20110791**

**19.09.2011 NO 20111266**

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

**30.01.2017**

73 Titular/es:

**WÄRTSILÄ OIL & GAS SYSTEMS AS (100.0%)**

**Postboks 144**

**1371 Asker, NO**

72 Inventor/es:

**BRØDRESKIFT, KNUT**

74 Agente/Representante:

**CARPINTERO LÓPEZ, Mario**

ES 2 598 904 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

Procedimiento y sistema de tratamiento de vapores de carga procedentes de tanques de petróleo crudo y productos derivados del petróleo, para producir electricidad

### Campo técnico

- 5 La invención se refiere a un procedimiento y un sistema de tratamiento de vapores de carga de tanques de petróleo crudo y productos derivados del petróleo, para producir energía eléctrica

### Antecedentes de la técnica

En los tanques de almacenamiento de productos de petróleo crudo, se emiten vapores de carga a partir del petróleo crudo, lo que supone un problema ambiental.

- 10 Para contrarrestar este problema, casi todos los buques cisterna de petróleo crudo y de productos derivados del petróleo están equipados con tuberías de retorno de vapor, para alimentar los vapores de carga a un colector común y desde allí alimentarlos de vuelta a unas terminales petroleras en tierra. Estas terminales petroleras cuentan con ciertas algunas tecnologías para el tratamiento de los vapores de carga. Los procedimientos se basan principalmente en la reabsorción de hidrocarburos (HC) contenidos en la carga. La eficacia de estos sistemas sólo cubre un intervalo de recuperación del 70-90 % de los compuestos orgánicos volátiles distintos del metano (COVDM), y no se recupera metano.

- 15 Un sistema conocido funciona mediante la separación de gases de membrana y la reabsorción de vapores de carga en petróleo crudo. En otro sistema conocido se absorben vapores de carga se absorben con un procedimiento de absorbedor líquido frío. En otro sistema más, un procedimiento de adsorción utiliza regeneración por carbón activo y por oscilación de la presión. Sin embargo, estos sistemas tienen algunos inconvenientes. Una desventaja es que requieren energía externa para funcionar. Además, la regeneración puede ser cuestionable, debido a que el hidrocarburo (HC), que se reabsorbe en el petróleo crudo que se carga en un recipiente, puede evaporarse en una etapa posterior. Así, la eficacia de estos sistemas sólo está en el intervalo de recuperación del 70-90 % de los compuestos orgánicos volátiles distintos al metano (COVDM), y no se recupera metano.

- 25 Adicionalmente, se conocen instalaciones de incineración, que hacen regresar los vapores de carga a hornos cerrados. Los hornos se alimentan con combustible piloto de propano para quemar de manera segura el hidrocarburo (HC). Sin embargo, tal incineración es costosa, ya que requiere combustible piloto, es decir se añade combustible para poder quemar combustible, y puede aumentar las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

- 30 El documento JP 2008 185247 A desvela un procedimiento de tratamiento de vapores de carga de petróleo crudo y de petróleo para generar energía eléctrica, mediante la separación de los vapores de carga en compuestos orgánicos volátiles líquidos (COVL) y un gas comprimido sobrante. El gas comprimido sobrante y los COVL se alimentan a una cámara de combustión.

El documento US 5 832 713 A se refiere a un procedimiento y un aparato para la destrucción de compuestos orgánicos volátiles, a través del uso de un motor de turbina, con el fin de producir energía.

- 35 El documento WO 98/33026 A1 describe un procedimiento para reducir la descarga de compuestos orgánicos volátiles en la atmósfera desde un buque cisterna que incluye principalmente líquidos orgánicos, durante la gestión de los hidrocarburos.

El documento EP 1788222 A1 desvela un procedimiento para tratar un compuesto orgánico volátil con una turbina de gas, y un sistema para tratar compuestos orgánicos volátiles.

- 40 Hamworthy Oil y Gas Systems AS ha desarrollado y suministrado varios sistemas de recuperación de compuestos orgánicos volátiles (COV) de alta capacidad, que se instalan a bordo de petroleros. Este sistema se describe en la solicitud de patente WO 2003/011420 A1. Este procedimiento actual recupera compuestos orgánicos volátiles (COV) por condensación. Estos compuestos orgánicos volátiles licuados (COVL) se utilizan como combustible para operar una caldera de vapor, además de los gases sobrantes de la planta de recuperación de COV. Se utilizan turbinas de vapor para producir energía. Sin embargo, el sistema es bastante grande de tamaño y no es demasiado rentable. Como la electricidad es un portador de energía más práctico que el vapor, resulta deseable desarrollar un sistema de producción de energía eléctrica que queme directamente COVL y gas sobrante, que sea más pequeño, menos costoso y más eficiente.

### Sumario de la invención

- 50 Por lo tanto, un objeto de la invención es proporcionar un procedimiento y un sistema de tratamiento de vapores de carga de los tanques de petróleo crudo, que aborde al menos uno de los problemas mencionados anteriormente.

Este objetivo se consigue mediante un procedimiento y un sistema para tratar vapores de carga de tanques de petróleo crudo, de acuerdo con las reivindicaciones independientes 1 y 9. En las reivindicaciones dependientes se

destacan desarrollos ventajosos adicionales.

La invención se basa en una técnica conocida de separación de los vapores de carga en compuestos orgánicos volátiles líquidos (COVL) y en gas sobrante, en una planta de recuperación de COV de tipo de condensación; luego se utilizará una turbina de gas para producir electricidad. Normalmente, una turbina de gas tiene una eficiencia bastante baja en comparación con los motores de combustión. La razón de esto es el requisito de aire, y el trabajo de compresión requerido para manejar el aire hasta la cámara de combustión. Se requiere un elevado suministro de aire debido al flujo de masa necesario en la turbina, y por lo tanto la turbina no utiliza todo el O<sub>2</sub> contenido en el suministro de aire.

Una de las ideas detrás de la presente invención es reducir la carga de trabajo de los compresores de gas, sustituyendo el suministro de aire con el gas sobrante de la planta de recuperación de COV.

Suministrar gas sobrante directamente a la cámara de combustión en condiciones de presión, reduce la carga de trabajo del compresor y a continuación aumenta la eficiencia del compresor.

Adicionalmente, usar a modo de combustible el HC restante en el gas sobrante resolverá un problema ambiental.

Con tal procedimiento, puede recuperarse el trabajo de compresión de gas aplicada en la planta de recuperación de COV, al sustituir con el gas sobrante una parte principal del flujo de aire, que por lo general se requeriría en la turbina de gas. Esto mejora la eficiencia general del sistema dado que la eficiencia de la turbina de gas aumenta en un 20-40 %.

Así, el procedimiento logra un trabajo conjunto entre el trabajo de la planta de recuperación de COV al comprimir gas para la condensación, junto a la necesidad de gas comprimido de la turbina de gas durante el procedimiento de combustión, lo que conlleva una mayor eficiencia. De acuerdo con un aspecto de la invención, se proporciona un procedimiento de tratamiento de vapores de carga de tanques de petróleo crudo, que comprende las etapas de separar los vapores de carga en compuestos orgánicos volátiles líquidos (COVL) y el gas sobrante, en una planta de recuperación de COV de tipo condensación; Una turbina de gas que tiene un compresor, una cámara de combustión y un expansor; alimentar el gas sobrante a la cámara de combustión; alimentar los compuestos orgánicos volátiles líquidos (COVL) a la cámara de combustión; alimentar aire al compresor accionado por el expansor, y alimentar el aire comprimido a la cámara de combustión, y quemar el aire, el gas sobrante y los compuestos orgánicos volátiles líquidos (COVL) en la cámara de combustión; y operar un generador con la turbina de gas para generar energía eléctrica. Este procedimiento proporciona una disposición de combustible dual en la que se eliminan hidrocarburos con un tamaño compacto. Con procedimiento tal, puede recuperarse parte de la energía aplicada a los vapores de carga durante el procesamiento del gas en la planta de recuperación de COV, al sustituir con gas sobrante una parte principal del flujo de aire, que por lo general sería necesario hacer pasar por la turbina de gas. Esto mejora la eficiencia general del sistema. Así, el procedimiento logra un trabajo conjunto entre el trabajo de la planta de recuperación de COV al comprimir gas para condensación, junto con la necesidad de gas comprimido de la turbina de gas durante el procedimiento de combustión, lo que conlleva una mayor eficiencia.

De acuerdo con otra realización, el procedimiento se lleva a cabo de tal manera que, en la etapa de alimentación del gas sobrante a la cámara de combustión, se transporte a la cámara de combustión gas comprimido sobrante de la planta de recuperación de COV. Esto ofrece la ventaja de que pueden utilizarse la energía de presión del gas sobrante y del COV licuado.

De acuerdo con otra realización de la invención, el procedimiento comprende además la etapa de almacenar los compuestos orgánicos volátiles licuados (COVL) en un depósito de combustible de COV a una presión de entre 6 y 8 barg. El llenado del depósito de aceite puede ser intermitente, sin embargo, es preferible operar la turbina de gas de forma continua. Los COV licuados se acumulan durante la carga, y se utilizan cuando no se produce carga. Como este combustible se almacena a un nivel de presión similar al nivel de presión de funcionamiento de la turbina de gas, el combustible puede alimentarse directamente a la turbina de gas sin compresión adicional.

Adicionalmente, en otra realización de la invención, el procedimiento comprende además la etapa de controlar el suministro de aire, gas sobrante y/o compuestos orgánicos volátiles líquidos (COV) alimentados a la turbina de gas, en función del índice de Wobbe del gas sobrante. Esto asegura que se suministre a la turbina de gas la mezcla de combustión correcta, y que se opere en el punto de funcionamiento correcto.

De acuerdo con una realización adicional de la invención, el procedimiento comprende además la etapa de derivar parte del aire comprimido alrededor de la cámara de combustión para influir en la temperatura de entrada del expansor. Este aire de derivación sirve para controlar la temperatura en la entrada del expansor a un nivel aceptable, es decir, enfría el expansor. En otra realización más de la invención, el gas sobrante comprende un bajo nivel de contenido de oxígeno (O<sub>2</sub>). Esto no es suficiente para la combustión estequiométrica, por lo que se suministra aire adicional a través del compresor, operado por el expansor. Sin embargo, al reemplazar una parte del aire, que requeriría una turbina de gas estándar, con gas sobrante (que tiene que eliminarse de todos modos) que ya está a un nivel de presión adecuado, se puede reducir la carga de trabajo del compresor y se puede aumentar el rendimiento global de la turbina de gas entre un 20 y un 40 %.

De acuerdo con una realización de la invención, el gas sobrante comprende además un alto nivel de contenido de nitrógeno (N<sub>2</sub>), un bajo nivel de contenido de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y un bajo nivel de contenido de hidrocarburo (HC).

5 De acuerdo con una realización adicional de la invención, el procedimiento comprende además la etapa de controlar el suministro de aire y el gas sobrante alimentados a la turbina de gas, en función del contenido de oxígeno de la mezcla de gas que entra en la cámara de combustión. Esto permite operar la turbina de gas a un punto de funcionamiento adecuado.

10 La invención también proporciona un sistema para tratar vapores de carga de los tanques de petróleo crudo, que proporciona básicamente las mismas ventajas que se han mencionado anteriormente en relación con el procedimiento. Este sistema comprende una planta de recuperación de COV para separar los vapores de carga en compuestos orgánicos volátiles líquidos (COV) y en gas sobrante, en una planta de recuperación de COV; una turbina de gas que tiene un compresor, una cámara de combustión y un expansor; una línea de gas sobrante, para alimentar el gas sobrante a la cámara de combustión; una línea de suministro para alimentar los compuestos orgánicos volátiles (COV) a la cámara de combustión, y una línea de suministro de aire para alimentar aire al compresor y desde allí a la cámara de combustión. La línea de suministro incluye preferiblemente una línea de COV licuados, un tanque de combustible de COV y una línea de combustible piloto.

Estos y otros aspectos de la invención serán evidentes a partir de las realizaciones preferidas descritas a continuación en el presente documento, y se aclararán con referencia a las mismas.

#### **Breve descripción de las figuras**

20 La Fig. 1 es una vista general esquemática del sistema de tratamiento de vapores de carga de los tanques de crudo de acuerdo con una realización de la invención, y

La Fig. 2 es una vista esquemática más detallada del control del sistema.

#### **Descripción detallada de realizaciones preferidas**

25 La Fig. 1 es una vista general esquemática del sistema para tratar vapores de carga de tanques de petróleo crudo de acuerdo con una realización de la invención, y la Fig. 2 es una vista esquemática más detallada del control del sistema. En este sistema, se proporciona una planta 1 de recuperación de COV que separa en compuestos orgánicos volátiles líquidos (COVL) y en gas sobrante los vapores de carga emitidos a partir de aceite desplazado en un tanque 2 de carga, preferiblemente el tanque de carga de un petrolero 3 o un tanque de un terminal de tierra. La separación en COV líquidos y en gas sobrante se lleva a cabo preferiblemente por condensación, pero también se podrían utilizar otras técnicas de separación conocidas, tales como las mencionadas en la parte introductoria de la memoria. Los COV licuados se guían a través de una línea 4 de COV licuados, hacia un depósito 5 de combustible de COV. Adicionalmente, el sistema comprende una turbina 6 de gas que tiene un compresor 7 (turbocompresor), una cámara 8 de combustión y un expansor 9. Preferiblemente, la turbina 6 de gas puede ser de tipo radial. El expansor 9 está conectado mecánicamente con el compresor 7. La tasa de presión del expansor 9, cuando está operando, es bastante baja, por ejemplo entre 6,5: 1 y 7: 1. La cámara 8 de combustión se alimenta con gas sobrante a través de una tubería 10 de gas sobrante, y con una pequeña cantidad de COV licuados extraída del depósito 5 de combustible de COV, a través de una línea 11 de combustible piloto. Adicionalmente, se suministra aire a la cámara de combustión, con el fin de compensar el hecho de que el gas sobrante es bajo en oxígeno (O<sub>2</sub>).

40 La idea es utilizar el gas sobrante en combinación con los COVL, a modo de combustible para la turbina 6 de gas. Ambos pueden alimentarse directamente desde la planta 1 de recuperación de COV. El gas sobrante se suministra directamente a presión desde la planta 1 de recuperación de COV, por ejemplo mediante un compresor de tornillo de desplazamiento, y se alimenta en la cámara 8 de combustión sin compresión adicional. Los COVL se utilizan como combustible piloto, asegurando una combustión estable dado que el gas sobrante normalmente es incapaz de mantener su propia combustión. La energía resultante de la combustión en la cámara 8 de combustión opera el expansor 9, que opera el compresor 7 a través de un árbol 13. Adicionalmente, la ganancia de energía de la turbina 6 de gas se usa para accionar un generador 12, que está conectado mecánicamente con el árbol 13, para generar energía eléctrica. El gas de escape de la turbina 6 de gas se alimenta a un dispositivo 14 de recuperación de calor, a través de la tubería de escape, la energía aplicada al gas sobrante en la planta 1 de recuperación de COV se recupera mediante la expansión de este gas a través de la turbina de gas, y la sustitución de una parte principal del flujo de aire a la turbina de gas. En lo que sigue, se describen en más detalle las composiciones de los fluidos del presente sistema. Cuando se carga de petróleo crudo en los tanques de almacenamiento, se emiten vapores de carga. Los vapores de carga contienen una mezcla de fracciones entre el metano y los pentanos y heptanos más pesados.

55 Los COV licuados contienen una mezcla de fracciones de hidrocarburos entre el propano y los heptanos más pesados, y varían ligeramente con el tiempo. El valor calorífico de los COV licuados se mantiene más o menos constante. Los COV licuados se almacenan en el depósito 5 de combustible de COV en forma líquida, a una presión de aproximadamente entre 6 y 8 barg, preferiblemente de entre 7,5 y 8 barg (siendo "barg" la unidad de la presión manométrica, es decir, la presión absoluta menos la presión atmosférica). Dado que el llenado del tanque 2 puede

ser intermitente y resulta preferible operar la turbina 6 de gas de forma continua, licuar el vapor de carga durante la carga acumulará combustible para su uso cuando se esté produciendo el llenado.

5 Cuando se evaporan los vapores de carga, no se licuan las fracciones ligeras restantes de hidrocarburos (HC), como metano y etano, y se emiten desde la planta 1 de recuperación de COV mezcladas con nitrógeno (N<sub>2</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y oxígeno (O<sub>2</sub>) a modo de gas sobrante. El índice de Wobbe de este gas sobrante variará ligeramente durante el llenado del tanque 2. El gas sobrante básicamente sólo está presente cuando la planta 1 de recuperación de COV está en funcionamiento, lo que a su vez sólo se da cuando se está llenando el tanque 2. El gas sobrante generalmente contiene hidrocarburos mezclados con O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>S en diferentes composiciones. Una composición ejemplar de gas sobrante podría consistir en un 10 % de volumen de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), un 10 % de volumen de agua (H<sub>2</sub>O), un 65 % de volumen de nitrógeno (N<sub>2</sub>), un 5 % de volumen de oxígeno (O<sub>2</sub>) y un 10 % de volumen de hidrocarburos (HC).

10 Con el fin de controlar el suministro de la turbina 6 de gas y la combustión en su cámara 8 de combustión, se proporciona una unidad 18 de control. Esta unidad 18 de control está conectada de forma controlable con una válvula 19 de combustible piloto, para controlar el flujo de volumen y por lo tanto la presión de los COV licuados suministrados desde el depósito 5 de combustible de COV a la cámara 8 de combustión. Adicionalmente, la unidad 18 de control está conectada de forma controlable con una válvula 20 de gas sobrante para controlar el flujo de volumen y, por lo tanto, la presión del gas sobrante alimentado desde la planta de recuperación de COV a la cámara 8 de combustión. A fin de controlar el flujo de volumen de aire suministrado al compresor 7, la turbina 6 de gas está provista aguas arriba del compresor 7 de unas paletas 21 de puerta de entrada, que están conectadas con la unidad 18 de control con el fin tanto de controlar las paletas 21 de guía de entrada como de detectar el flujo de volumen del aire que pasa a través de las mismas. Con respecto a los sensores, en la línea 10 de gas sobrante se proporcionan un sensor 22 de índice de Wobbe, un sensor 23 de temperatura y un sensor 24 de presión para transmitir los valores medidos a la unidad 18 de control. Un sensor 25 de temperatura y un sensor 26 de presión detectan el aire comprimido que sale del compresor 7, y las señales se transmiten también a la unidad 18 de control. Para adquirir la velocidad de revoluciones del expansor 9, un sensor 27 de revoluciones está conectado con la unidad 18 de control. Un sensor 28 de temperatura de escape detecta la temperatura de escape de la turbina 6 de gas, y envía las señales a la unidad 18 de control. El número de referencia 29 indica una entrada del punto de referencia de carga o del valor objetivo de carga para la turbina 6 de gas, y el número de referencia 30 indica una entrada del punto de referencia de oxígeno, o del valor objetivo de oxígeno, para el contenido de oxígeno en la mezcla de gas que entra en la cámara 8 de combustión.

15 Con el fin de controlar la temperatura de entrada del expansor 9, la turbina 6 de gas está equipada con una derivación 31 para derivar aire comprimido alrededor de la cámara 8 de combustión para su dilución con el gas de combustión de escape, con el fin de controlar o estabilizar la temperatura de entrada del expansor preferiblemente a 1000 °C.

20 Dado que el gas sobrante tiene bajos niveles de oxígeno (O<sub>2</sub>), por ejemplo de entre 0 y 10 % en volumen, y contiene principalmente nitrógeno (N<sub>2</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), para hacer una combustión eficiente es necesario suministrar aire adicional a la cámara 8 de combustión, a través del compresor 7. La combustión necesita quemar el hidrocarburo (HC) restante en el gas sobrante. Un reto a la hora de lograr esto es ajustar la composición de gas en la cámara 8 de combustión. Esta composición tiene que ajustarse en función del contenido de hidrocarburos (HC) en el gas sobrante. Este contenido se puede determinar a partir del índice de Wobbe, que varía en el intervalo de entre 5 y 60 MJ/Nm<sup>3</sup>. Por lo tanto, la unidad 18 de control monitoriza el índice de Wobbe del gas sobrante, y ajusta en consecuencia la configuración de los dispositivos de control (válvulas, paletas) anteriormente mencionados. El gas sobrante tiene que mezclarse con el aire en una proporción adecuada, para que forme un gas adecuado cuando entra en la cámara 8 de combustión. Con este fin, la unidad 18 de control está provista de un mapa que define un patrón de flujo de mezcla para el aire y el gas sobrante. Dado que el flujo de gas sobrante puede no ser inflamable en sí mismo, para mantener la combustión se usa una llama piloto a partir de la quema de un combustible piloto, que es el COV licuado almacenado en el depósito 5 de combustible de COV.

25 Un parámetro de prioridad, para controlar el suministro de combustible dual, es el contenido de oxígeno en la mezcla de gas que entra en la cámara 8 de combustión. Para controlar este parámetro, se establece el punto de referencia de oxígeno en un valor mayor al 12 %, para asegurar una combustión estable, aunque resulta importante que el punto de referencia de oxígeno no sea demasiado alto, ya que esto crea una carga innecesaria en la etapa de compresor de aire y desplazará el gas sobrante. Un extractor de muestras de contenido de oxígeno, que es parte de la unidad 18 de control y que determina el contenido de oxígeno en la mezcla de gas que entra en la cámara 8 de combustión en función de valores detectados, proporciona a este control información de retorno. La variación de este parámetro se lleva a cabo mediante el accionamiento de la válvula 20 de gas sobrante.

30 La velocidad de la turbina de gas se controla para mantener una frecuencia/voltaje correctos frente a una red eléctrica. Las demandas de combustible se modulan entre el gas sobrante y el combustible piloto, en una prioridad para utilizar el gas sobrante como combustible principal. La temperatura de escape se monitoriza y controla mediante aire de dilución, para mantener la temperatura a un nivel seguro.

35 A continuación se presentan valores ejemplares para los parámetros de una operación ejemplar:

**Suministro de gas sobrante:**

Caudal estándar = 7500Nm<sup>3</sup>/h  
 Presión = 8-10 barg  
 Temperatura = 60-90 °C

- 5 Composición = 10 % en volumen de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), 10 % en volumen de agua (H<sub>2</sub>O), 65 % en volumen de nitrógeno (N<sub>2</sub>), 5 % en volumen de oxígeno (O<sub>2</sub>) y 10 % en volumen de hidrocarburos (HC)  
 Caudal másico de hidrocarburo = 0,16 kg/s

**Suministro de COV licuado:**

Caudal másico = 0,06 kg/s

10 **Suministro de aire:**

Caudal estándar = 12500Nm<sup>3</sup>/h  
 Composición = 21 % en volumen de oxígeno, 78 % en volumen de nitrógeno  
 Temperatura = 20 °C  
 Presión = 0,1 barg

15 **Aire comprimido:**

Temperatura = 180 °C  
 Presión = 6,7 barg

**Cámara de combustión:**

Temperatura = 1500 °C

20 **Escape que entra en el expansor:**

Presión = 6,7 barg  
 Temperatura = 1000 °C

**Salida de turbina de gas:**

Carga = 2,0 MW

25 **Escape que sale de la turbina de gas:**

Temperatura = 580 °C  
 Presión = 0,01 barg

- En lo sucesivo se describe con más detalle la turbina 6 de gas, Fig. 3, en esta sección se describe más claramente en especial el suministro de aire. Parte del aire que comprime el compresor 7 pasa de largo la cámara 8 de combustión por completo, y se alimenta directamente al expansor 9. Otra parte también puede pasar de largo la cámara 8 de combustión por completo, y puede guiarse a lo largo del exterior del expansor 9, por ejemplo con fines de enfriamiento 32 y 33. Otra parte del aire se suministra a un extremo aguas arriba de la cámara 8, 34 de combustión. Y otra parte de aire se suministra a un extremo aguas abajo de la cámara 8, 35 de combustión. El combustible piloto se inyecta en la cámara 8 de combustión a través de una boquilla 11 de combustible piloto dispuesta centralmente, mientras que el gas sobrante 10 se inyecta en la cámara 8 de combustión a través de unas boquillas 37 de gas sobrante dispuestas simétricamente alrededor de la boquilla 36 de combustible piloto. Con el fin de mezclar la sustancia de combustión, se proporciona un remolino 38 en la zona de las boquillas. Unas paletas 24 de guía de entrada regulan el rendimiento de la turbina de gas.

- La Fig. 4 es un diagrama que muestra cómo se puede determinar el punto de funcionamiento de la turbina 6 de gas. El eje vertical del diagrama indica la presión de combustión en la cámara 8 de combustión. El eje horizontal indica tanto el requisito de gas/aire como la carga de la turbina 6 de gas. Los números superiores en el eje horizontal del diagrama indican el requisito de aire/gas, mientras que los números más bajos en el eje horizontal del diagrama indican la carga de la turbina 6 de gas. Una primera curva muestra la curva de resistencia del expansor a una velocidad fija de 26000 rpm. Una segunda curva indica la curva del compresor cuando las paletas 21 de puerta de entrada están totalmente abiertas. Una tercera curva muestra la curva del compresor cuando se ajustan las paletas 21 de puerta de entrada en consecuencia con el fin de adaptarlas correctamente al caudal de gas sobrante. El punto en el que la primera curva y la segunda curva se cruzan entre sí es el punto de funcionamiento de la turbina 6 de gas, que en este caso está en 2,0 MW. El punto de intersección de la línea horizontal a través del punto de funcionamiento indica la presión de combustión, que en este caso es de 6,7 bar. La distancia horizontal entre el punto de funcionamiento y el punto en el que se cruzan la tercera curva y la línea horizontal, que pasa por el punto de funcionamiento, da el caudal máximo alcanzable de gas sobrante, que en este caso es 7500Nm<sup>3</sup>/h.

5 Aunque la invención se ha ilustrado y descrito en detalle en los dibujos y en la descripción anterior, dicha ilustración y descripción han de considerarse ilustrativas o ejemplares, y no restrictivas, y no se pretende limitar la invención a las realizaciones desveladas. El mero hecho de que se enumeren determinadas medidas en reivindicaciones dependientes que sean diferentes entre sí, no indica que no se pueda utilizar de manera ventajosa una combinación de estas medidas. Ninguno de los signos de referencia de las reivindicaciones debe interpretarse como limitante del alcance de la invención.

## REIVINDICACIONES

1. Procedimiento de tratamiento de vapores de carga de tanques (2) de petróleo crudo y de productos derivados del petróleo, para generar energía eléctrica, mediante el accionamiento de una turbina (6) de gas que tiene un compresor (7), una cámara (8) de combustión y un expansor (9); comprendiendo el procedimiento la etapa de separar los vapores de carga en compuestos orgánicos volátiles líquidos (COVL) y en gas comprimido sobrante en una planta (1) de recuperación de COV; estando el procedimiento **caracterizado por** las etapas de:
- alimentar de manera controlable el gas comprimido sobrante a la cámara (8) de combustión;
  - alimentar los compuestos orgánicos volátiles líquidos (COVL) a la cámara (8) de combustión a modo de combustible piloto;
  - alimentar aire al compresor (7) operado por el expansor (9), y alimentar el aire comprimido a la cámara (8) de combustión;
  - controlar el flujo de volumen del aire suministrado al compresor, proporcionalmente a la alimentación del gas sobrante, y
  - quemar el aire comprimido, el gas sobrante y los compuestos orgánicos volátiles líquidos (COVL) en la cámara (8) de combustión; usar la combustión para operar un generador (12) con la turbina (6) de gas, para generar energía eléctrica.
2. Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende además controlar los suministros a la cámara (8) de combustión con una unidad (18) de control.
3. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, que comprende además la etapa de almacenar los compuestos orgánicos volátiles licuados (COVL) en un tanque (5) de combustible de COVL, a una presión de entre 6 y 8 barg.
4. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, que comprende además la etapa de controlar el suministro de aire, el gas sobrante y/o los compuestos orgánicos volátiles (COV) líquidos alimentados a la turbina (6) de gas, en función del índice de Wobbe del gas sobrante.
5. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, que comprende además la etapa de derivar parte del aire comprimido alrededor de la cámara (8) de combustión, para influir en la temperatura de entrada del expansor.
6. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, en el que el gas sobrante comprende entre 0 y 10 % en volumen de oxígeno (O<sub>2</sub>).
7. Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 6, en el que el gas sobrante comprende además hidrocarburo (HC) mezclado con nitrógeno (N<sub>2</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), y dióxido de azufre + sulfuro de hidrógeno (SO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>S) en diferentes composiciones.
8. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, que comprende además la etapa de controlar el suministro de aire comprimido y el gas sobrante alimentado a la turbina (6) de gas, en función del contenido de oxígeno en la mezcla de gas que entra en la cámara (8) de combustión.
9. Sistema de tratamiento de vapores de carga de tanques (2) de petróleo crudo y de productos derivados del petróleo, para generar energía eléctrica, que comprende:
- una planta (1) de recuperación de COV para separar los vapores de carga en compuestos orgánicos volátiles líquidos (COVL) y en gas sobrante, en una planta (1) de recuperación de COV;
- una turbina (6) de gas para accionar un generador (12) conectado mecánicamente a un árbol (13), y que tiene un compresor (7), una cámara (8) de combustión y un expansor (9); comprendiendo el sistema adicionalmente una línea (10) de gas sobrante para alimentar el gas sobrante a la cámara (8) de combustión;
- y
- una línea de suministro de aire para alimentar aire al compresor (7) y desde allí a la cámara (8) de combustión, estando **caracterizado** el sistema **por**: una línea (4, 5, 11) de suministro configurada para alimentar los compuestos orgánicos volátiles líquidos (COVL) a la cámara (8) de combustión a modo de combustible piloto, y unas paletas (21) de guía de entrada para controlar un flujo de volumen de aire hacia el compresor.
10. Sistema de acuerdo con la reivindicación 9, en el que la línea de suministro de aire comprende además las paletas (21) de guía aguas arriba del compresor (7), para regular un flujo de volumen de aire.
11. Sistema de acuerdo con la reivindicación 9 o 10, que comprende además un sensor (22) de índice de Wobbe para medir el índice de Wobbe en la línea (10) de gas sobrante.
12. Sistema de acuerdo con una de las reivindicaciones 9 a 11, que comprende además un extractor de muestras del contenido de oxígeno, para determinar el contenido de oxígeno en la mezcla de gas que entra en la cámara (8) de combustión.



13. Sistema de acuerdo con una de las reivindicaciones 9 a 12, que comprende además una unidad (18) de control para controlar el suministro de la turbina (6) de gas.

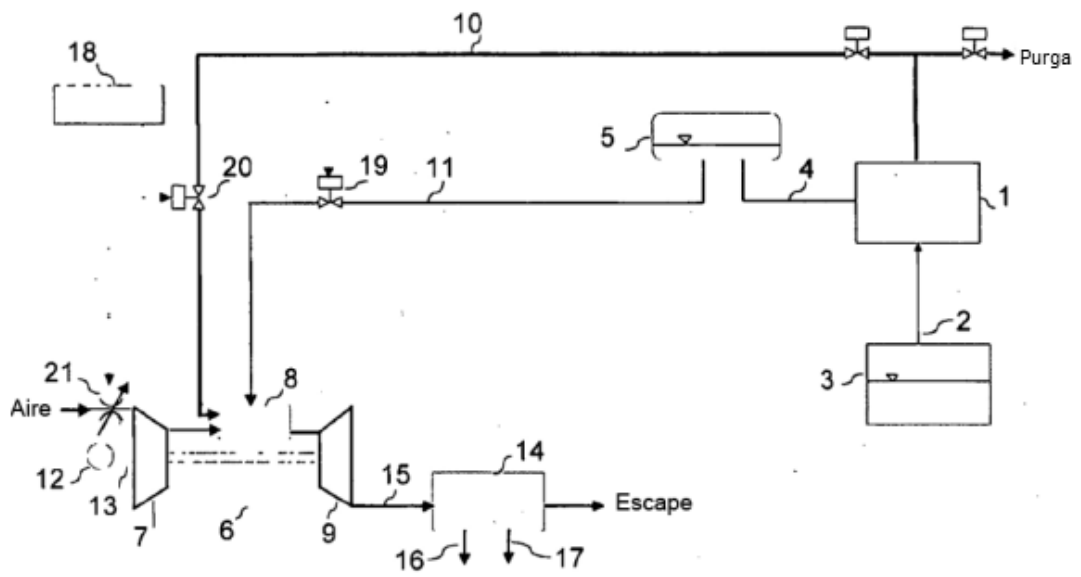


Fig. 1

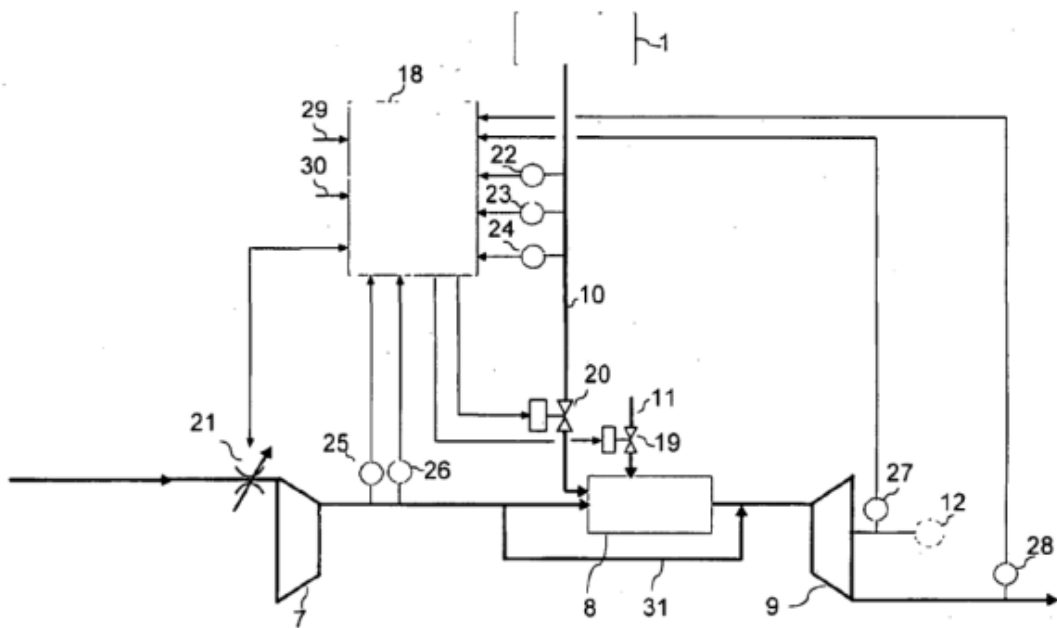


Fig. 2

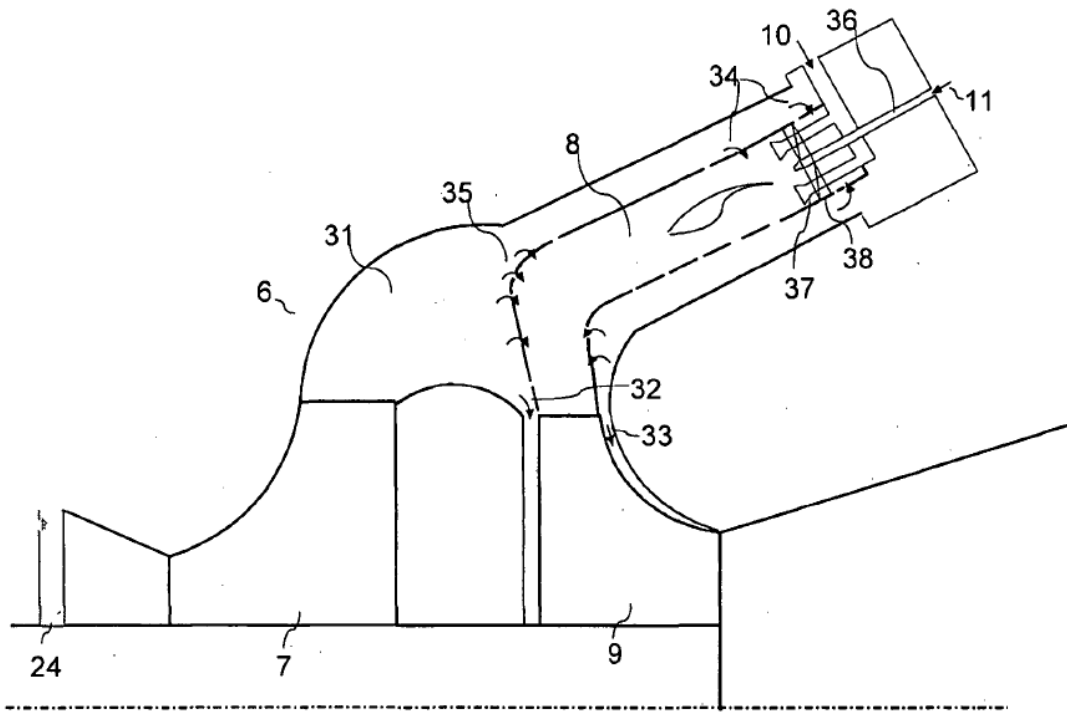


Fig. 3

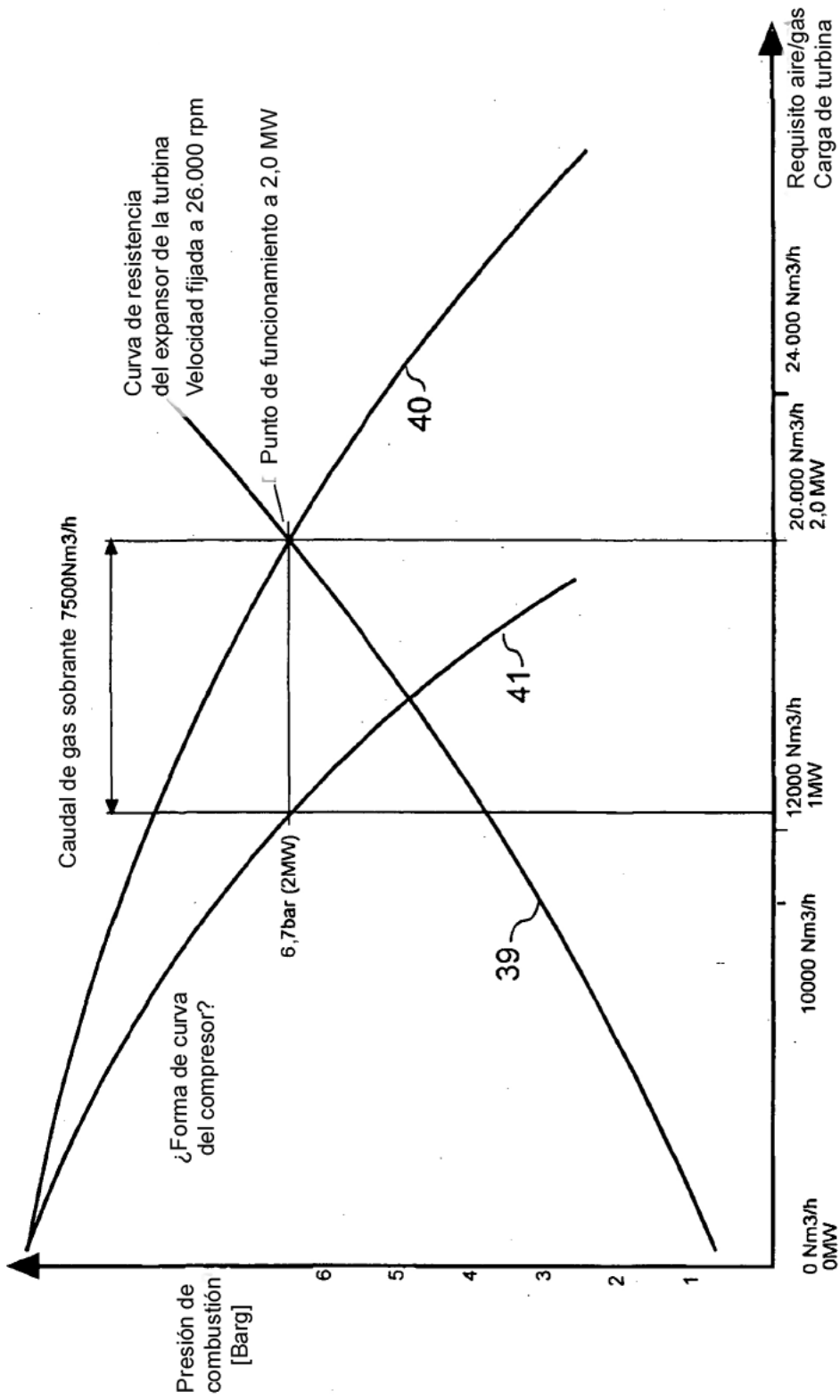


Fig. 4