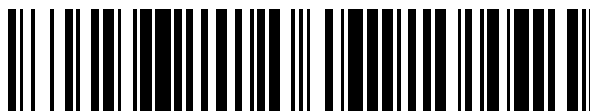


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 952 648**

51 Int. Cl.:

F17C 5/06

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **05.12.2011 PCT/EP2011/071802**

87 Fecha y número de publicación internacional: **13.06.2013 WO13083166**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **05.12.2011 E 11793757 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **07.06.2023 EP 2788668**

54 Título: **Sistema y método para carga, almacenamiento y descarga de gas natural de buques**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
02.11.2023

73 Titular/es:
**BLUE WAVE CO S.A. (100.0%)
4 rue de la Grève
1643 Luxembourg, LU**

72 Inventor/es:
**NETTIS, FRANCESCO;
HAWKINS, DARRELL;
LENA, CHRISTIAN;
NISO, GIANFRANCO;
TOMASELLI, VANNI, NERI y
VIGNA, GIORGIO**

74 Agente/Representante:
SÁEZ MAESO, Ana

ES 2 952 648 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

Sistema y método para carga, almacenamiento y descarga de gas natural de buques

5 La presente invención se refiere al transporte de gas natural en buques. La presente invención proporciona un sistema y un método para la carga de gas natural en los buques, el almacenamiento en los mismos, y para la descarga del gas natural de los buques en un punto de suministro. En particular, la presente invención se refiere a un sistema y un método para la carga, el transporte y la descarga de gas natural en forma de gas natural comprimido (CNG) en y desde los buques.

10 El gas natural procedente de costa afuera de pozos de gas natural submarinos puede ser transportado por buques cargueros como una alternativa al transporte mediante el uso de tuberías submarinas. Una forma de transportar el gas natural es en forma de gas natural licuado (LNG), y otra forma de transporte es el gas natural comprimido (CNG).

15 Con LNG, es necesario enfriar el gas a temperaturas muy bajas con el fin de licuar el gas. Luego, el gas se regasifica antes del suministro. Las presiones moderadas se involucran en el almacenamiento de LNG en tanques en los buques durante el transporte, por ejemplo, 20 bar o menos. Con el CNG, en cambio, el gas simplemente se comprime a altas presiones, del orden de cientos de bares, y se transporta dentro de recipientes a presión adecuados, tales como recipientes a presión de acero o materiales compuestos, en los buques. Luego se permite que el gas se expanda en el punto de suministro, de manera que pueda suministrarse a una presión de suministro menor.

25 Se conoce que los sistemas y métodos de transporte naval del CNG tienen algunas desventajas, tales como a) bajas eficiencias de la carga y la descarga (la eficiencia de la carga y la descarga se cuantifica por la relación entre la energía total o la masa de CNG suministrado en el punto de suministro por el buque, a la energía o masa total del CNG cargado en el punto de carga del buque); b) riesgos relacionados con la formación de hidratos en el momento del suministro en el CNG suministrado, tal como un producto más pobre (es decir, un poder calorífico menor), y/o la formación de hielo, que se conoce que puede causar daños estructurales al equipo de suministro de CNG.

30 El documento FR 1 452 058 A(CONDUITES IMMERGEES) describe un método para el transporte, en estado gaseoso, de hidrocarburos de difícil licuefacción, que puede conseguirse con inversiones relativamente limitadas y sin necesidad de llevar a cabo importantes instalaciones sobre el terreno de manera que los equipos usados para llevar a cabo el proceso puede moverse de acuerdo con las necesidades económicas.

35 Es conveniente mejorar la eficiencia de la carga/descarga de los buques.

La energía que no se suministra en el punto de suministro, o bien queda almacenada en el buque en forma de CNG residual, o bien se consume durante las operaciones de carga y descarga.

40 También es conveniente reducir o eliminar la formación de hidratos en el CNG durante la descarga del CNG.

45 De acuerdo con un primer aspecto de la presente invención, se proporciona un sistema para la carga y almacenamiento de CNG a bordo de un buque y para la descarga de CNG del mismo, como se define en la reivindicación 1.

De acuerdo con un segundo aspecto de la invención, se proporciona un método para la carga y almacenamiento de CNG a bordo de un buque y para la descarga de CNG del mismo, como se define en la reivindicación 11.

50 De acuerdo con un aspecto adicional de la invención, se proporciona un buque carguero de CNG que comprende un sistema de acuerdo con el primer aspecto de la invención.

55 De acuerdo con un aspecto adicional de la invención, se proporciona una barcaza carguera de CNG que comprende un sistema de acuerdo con el primer aspecto de la invención. Una barcaza en este contexto es una embarcación carguera marítima no motorizada.

Las características ventajosas adicionales de la presente invención se identifican en las reivindicaciones dependientes.

60 A continuación se describirá la presente invención, únicamente a manera de ejemplo, con referencia a las figuras adjuntas en las cuales:

65 La Figura 1 es un diagrama de flujo que representa una disposición de las instalaciones de carga y almacenamiento a bordo de un buque carguero de CNG de acuerdo con una modalidad de la presente invención;

La Figura 2 es un diagrama de flujo que representa una disposición de las instalaciones de descarga a bordo de un buque carguero de CNG de acuerdo con una modalidad de la presente invención;

5 La Figura 3 es una vista en planta esquemática de un buque carguero de CNG de acuerdo con una modalidad de la presente invención que comprende las características de las Figuras 1 y 2;

La Figura 4 es un diagrama lógico de bloques que muestra las operaciones de carga y descarga de acuerdo con una modalidad que comprende las características de las Figuras 1, 2 y 3;

10 La Figura 5 es un diagrama de flujo que representa una disposición de las instalaciones de descarga a bordo de un buque carguero de CNG de acuerdo con otra modalidad de la invención;

15 La Figura 6 es una vista en planta esquemática de un buque carguero de CNG de acuerdo con una modalidad de la presente invención que comprende las características de las Figuras 1 y 5;

La Figura 7 es un diagrama lógico de bloques que muestra las operaciones de carga y descarga de acuerdo con una modalidad que comprende las características de las Figuras 1, 5 y 6;

20 Las Figuras 8 a 10 ilustran esquemáticamente un buque carguero de CNG que presenta una pluralidad de recipientes a presión totalmente de acero;

25 Las Figuras 11 a 13 ilustran esquemáticamente un buque carguero de CNG que presenta una pluralidad de recipientes a presión de material compuesto, por ejemplo, tipo 3 o tipo 4 - tales recipientes pueden tener un diámetro mayor, y pueden ser más largos; y

Las Figuras 14 a 16 ilustran esquemáticamente una barcaza carguera de CNG que presenta una pluralidad de recipientes a presión de material compuesto, por ejemplo, tipo 3 o tipo 4.

En las Figuras 1, 2 y 5, se usan los siguientes estilos de línea:

- 30
- las líneas continuas para representar "líneas de proceso", es decir, tuberías o redes de tuberías usadas para transmitir CNG en condiciones predeterminadas de presión y temperatura;
 - las líneas discontinuas para representar "señales eléctricas", es decir, cableado o redes de cables usadas para transportar señales de activación eléctrica;
 - 35 • las líneas discontinuas para representar, en un contexto mecánico, "conexiones mecánicas flexibles", tales como tuberías o conductos flexibles;
 - las líneas de trazos largos/trazos cortos para representar "instalaciones ubicadas a bordo de un buque carguero de CNG";
 - 40 • las líneas sólidas con símbolos "L" para representar "líneas de señales hidráulicas", es decir, cables que transportan señales de actuación en forma de presión de líquido;
 - las líneas sólidas con símbolos "/" para representar "líneas de señales neumáticas", es decir, cables que transportan señales de actuación en forma de presión de aire;
 - 45 • las líneas continuas o discontinuas con símbolos "~" para representar "líneas omitidas o interrumpidas", que sustituyen la información técnica redundante con propósitos de representación;
 - las líneas continuas con símbolos "_" para representar "placas de extremo de tubería" o "terminaciones bridadas de tubería";
 - 50 • las líneas sólidas con símbolos "N" para representar "conexiones entre distintas secciones de tubería", por ejemplo, secciones que pertenecen a diferentes números de corriente (ver más abajo la definición de números de corrientes o secciones de corrientes);
 - las líneas continuas con símbolos "I" transversales para representar "uniones de tuberías" entre diferentes secciones de tuberías, o entre tuberías y otras instalaciones o maquinaria tales como compresores, intercambiadores de calor, unidades de recipientes a presión, etc.; y
 - las líneas que terminan con una flecha para representar "direcciones de flujo de CNG".

55 En las Figuras 4 y 7, se usan los siguientes estilos de línea:

- líneas sólidas finas para representar las líneas de flujo operativas durante ambas fases de carga y descarga;
- 60 • líneas continuas gruesas para representar las líneas de flujo operativas solo durante el suministro espontáneo de CNG durante la fase de descarga (ver más abajo el significado de suministro espontáneo); y
- líneas discontinuas gruesas para representar líneas de flujo operativas solo durante el suministro con compresión durante la fase de descarga.

En las Figuras y en la descripción, se usan las siguientes abreviaturas y/o símbolos de referencia:

65

- barg = "bar gauge", una unidad que indica la presión con relación al valor atmosférico. Está dada por la presión absoluta menos la presión atmosférica (nominalmente tomada como 1 bar)
- FPSO = "Unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga"
- SDV = "Cerrar y controlar el sistema de válvulas genérico"
- 5 • PLEM = "Sistema de Medición de Propiedades de Gases"
- STLS = "Sistema de carga de torreta sumergida"
- C = "Válvula de falla-cierre"
- O = "Válvula de falla-apertura"
- 10 • BDV = "Válvula de purga"
- BD = "Sistema de tuberías de purga"
- UN = "Sistema de suministro de gas inerte" (generalmente, el gas inerte es nitrógeno)
- FO = "Orificio Calibrado"
- PSV = "Válvula de seguridad de presión"
- 15 • CH = "Sistema de inyección de productos químicos" (generalmente, el producto químico es metanol)
- UV = "Válvula de bloqueo"
- DR = "Sistema de tuberías de drenaje"
- FG = "Sistema de suministro de gas combustible" o "Gas combustible"
- HW = "Sistema de inyección de agua caliente"
- 20 • SW = "Sistema de inyección de agua de mar"
- TV = "Válvula de temperatura controlada"
- FV = "Válvula de flujo controlado"; en un caso, también es la válvula de expansión principal, o válvula de laminación principal, es decir, una válvula que separa un flujo de CNG aguas arriba a altas presiones (por ejemplo, 230 barg) y un flujo de CNG aguas abajo a presiones más bajas (por ejemplo, 210 barg)
- 25 • FC = "Unidad de control de flujo"
- PC = "Unidad de control de presión"
- HIPPS = "Sistema de protección de tuberías de alta integridad"
- TC = "Unidad de control de temperatura"
- 30 • LV = "Válvula controlada por nivel"
- LC = "Unidad o sistema de control de nivel"
- Los números arábigos dentro de un símbolo de diamante indican el "Número de corriente" o la "Sección de corriente". El número de corriente y la sección de corriente identifican una trayectoria o ruta del CNG en donde las condiciones de presión y temperatura del CNG generalmente no cambian.
- 35 • I = "Controlador inteligente"
- UNIDAD 120 = "Módulo de inyección de producto químico"
- UNIDAD 170 = "Módulo línea de gas (también conocido como "Instalación de carga y descarga de gas"): esta unidad se ubica en la bodega del buque y proporciona la interfaz de entrada/salida del buque para la carga y descarga de CNG
- 40 • UNIDAD 230 = "Sistema de antorcha, ventilación y purga"
- UNIDAD 300 = "Unidad de separación y calentamiento de gases"
- UNIDAD 360 = "Unidad de compresión de gas para barrido". En esta solicitud, el Barrido de Energía se refiere a la recuperación de CNG de los recipientes a presión que de cualquier otra manera no se recuperaría ni suministra.
- 45 • UNIDAD 361 = "Instalaciones de almacenamiento de gas comprimido" (también ubicadas en la bodega del buque)
- UNIDAD 410 = "Instalación de agua caliente"
- UNIDAD 420 = "Unidad de suministro de gas combustible"
- 50 • UNIDAD 430 = "Unidad de combustible diésel"
- UNIDAD 460 = "Instalación de aire comprimido"
- UNIDAD 470 = "Generador de energía eléctrica principal"
- UNIDAD 480 = "Generador de energía eléctrica de emergencia"
- UNIDAD 550 = "Drenajes cerrados"
- 55 • UNIDAD 600 = "Unidad de suministro de gas inerte (nitrógeno)"
- AA = "Aire"
- DC = "Sistema de drenaje cerrado"

60 Las Figuras 1 a 4 se refieren a un primer estudio de caso que involucra operaciones de carga, almacenamiento, transporte y descarga de CNG, respectivamente, en y desde buques cargueros de CNG relacionados con un sitio de producción de gas natural en costa afuera en el norte de Europa. El destino de suministro en este primer estudio de caso también se encuentra en el norte de Europa y, por simplicidad, se denomina localización "K". El punto de suministro K acepta CNG a temperaturas alrededor de los 10 grados C y presiones del orden de 110 -120 bar.

65 Las Figuras 1, 5, 6 y 7 se refieren a un segundo estudio de caso que también involucra operaciones de carga, almacenamiento, transporte y descarga de CNG, respectivamente, en y desde buques cargueros de CNG, también

- relacionado con un sitio de producción de gas natural en el norte de Europa. El destino de suministro en este segundo estudio de caso es diferente al del primer estudio de caso, aunque también se encuentra en el norte de Europa. Este segundo destino de suministro se denomina localización "B" por simplicidad. El punto de suministro B acepta CNG a temperaturas alrededor de los 20 grados C y presiones del orden de 110 -120 bar. B acepta, por lo tanto, CNG ligeramente más caliente que K. K y B se han tomado en la presente como ejemplos, pero pueden existir diferentes localizaciones de suministro, y los requisitos de presión y temperatura en diferentes localizaciones de suministro pueden cambiar considerablemente, por ejemplo, en dependencia de la costumbre local o requisitos del proveedor de energía.
- La Figura 1, que es un diagrama de flujo que representa la fase de carga de CNG, es representativa del primer y segundo estudio de caso. En otras palabras, la fase de carga de CNG es prácticamente la misma para los casos K y B.
- Las Figuras 3 y 6 representan, respectivamente, los diseños de las instalaciones del buque para los casos K y B. Hay diferencias entre las Figuras 3 y 6. Sin embargo, estas diferencias son mínimas y se discutirán brevemente más abajo.
- Las Figuras 2, 4, 5 y 7 ilustran, respectivamente, para los casos K y B, cómo se maneja el CNG en los buques en preparación para, y durante la descarga del CNG en los puntos de suministros K y B. Existe una diferencia entre las fases de descarga de CNG en los casos K y B; esta diferencia se describirá en detalle más abajo. La diferencia, impuesta por las diferentes condiciones de suministro de CNG en los puntos de suministros K y B, y que básicamente es un enfriador que falta en las Figuras 5 y 7 en comparación con las Figuras 2 y 4, es claramente visible en la comparación de esas Figuras.
- El gas natural puede extraerse de pozos submarinos y, de esos pozos, primero se almacena en una unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga FPSO (ver la Figura 1). En la FPSO, el gas natural se trata y almacena a la presión de transporte nominal, por ejemplo, 230 barg (alta presión), y luego se carga y almacena en el sistema de contención del carguero de CNG (recipientes a presión) al mismo valor de alta presión. Por el contrario, la presión del CNG residual contenido en los recipientes a presión de los buques cargueros de CNG a punto de cargar CNG desde el FPSO alrededor de 30 barg (baja presión).
- Antes de ser cargado en el buque carguero de CNG, las propiedades físicas y químicas del gas natural se miden en una estación PLEM (ver Figura 1). La estación PLEM dispone de un sistema de válvulas SDV para regular el flujo de CNG a través de la misma. El sistema de válvulas SDV comprende una válvula de cierre por falla C y está controlado por un controlador I que se comunica hidráulicamente con la válvula C.
- La corriente de CNG 1, tanto para el caso K como para el B, tiene aproximadamente 230 barg y un valor de temperatura en dependencia del tratamiento de gas presente en la FPSO. Por ejemplo, puede ser de 15 °C. Como se explicó anteriormente, el CNG se suministra a los buques ya precomprimido y pretratado. La precompresión y el pretratamiento tienen lugar en la FPSO.
- De acuerdo con la Figura 1, a través de la estación PLEM, el CNG se suministra a un sistema de carga de torreta sumergida STLS (el sistema se aloja en una estructura flotante) por medio de una conexión mecánica flexible, tal como una tubería flexible. El sistema de carga de torreta sumergida STLS funciona como una unidad de interfaz para el buque carguero de CNG. El CNG se carga en el buque desde el STLS. En el buque, aguas abajo del punto de entrada del CNG en el buque, se proporciona un sistema de válvula de cierre de red SDV que comprende una válvula de cierre por fallo C, para bloquear la entrada de CNG en el buque, si es necesario, por razones de seguridad. La corriente de CNG 2, en la Figura 1 se encuentra en las mismas condiciones que la corriente del gas 1, por ejemplo, también alrededor de 230 barg y 15 grados C; esto se debe al hecho de que el CNG aún no ha sufrido ninguna transformación termodinámica en el buque.
- En los buques, se proporciona un sistema de almacenamiento para almacenar el CNG cargado. El sistema de almacenamiento puede consistir en recipientes a presión agrupados en espacios para contener (módulos) por razones de seguridad. Por ejemplo, los buques cargueros de CNG pueden tener 8 módulos de almacenamiento y cada módulo puede tener 70 recipientes a presión (PV). Eso podría ser particularmente adecuado para los PV de acero. Con los PV compuestos, puede haber menos, ya que pueden ser más grandes. Por ejemplo, puede haber 6 módulos y 50 PV para cada módulo.
- Cada módulo puede dividirse en compartimentos sellados, y cada compartimento puede comprender 70 PV de acero o 50 PV compuestos, u otros números, por ejemplo, 60 y 10: el número de módulos, compartimentos en cada módulo y PV en cada compartimento puede variar, ya que será reconocido por el experto.
- También son posibles 9 PV por compartimento, y estos pueden agruparse de tres en tres.
- El sistema de almacenamiento de PV es alimentado por una red de tuberías de distribución de carga 20, como se muestra en la Figura 1. La red de tuberías de distribución de carga 20 se dibuja verticalmente en la Figura 1, y está

delimitada por los extremos de terminación con bridas 21, 22. La red de distribución de carga se conecta a un sistema de purga de seguridad 23 que comprende una válvula de purga BDV con una válvula de seguridad O abierta relativa. La válvula de purga BDV se conecta a una red de tubería de purga BD. La red de tuberías de purga finalmente se conecta a una antorcha en el buque. El sistema de purga se usa en casos de emergencia, por ejemplo, si se alcanzan presiones por encima de los límites permitidos en la sección 2 de la corriente de CNG por cualquier motivo.

Las tuberías de suministro de módulos individuales 31, 32 conectan la red de tuberías de distribución 20 con cada uno de los módulos 41, 42. Otros módulos están presentes en el buque, como se discutió anteriormente, pero en la Figura 1 con propósitos de representación solo se muestran dos módulos 41, 42.

Cada tubería de suministro 31, 32 tiene su propio sistema de válvulas de cierre y control SDV, y cada sistema de válvulas SDV comprende su válvula de cierre C. De esta manera, cada módulo 41, 42 puede aislarse aguas arriba del resto del sistema cuando sea necesario.

Los recipientes a presión para el transporte de fluidos comprimidos actualmente constituyen cuatro clases o tipos aprobados por la agencia reguladora, todos los cuales son cilíndricos con uno o dos extremos abovedados:

Tipo I. Consiste en una construcción totalmente metálica, generalmente de aluminio o acero. Este tipo de recipiente es económico pero es muy pesado en relación con las otras clases de recipientes. Todo el recipiente tiene la resistencia suficiente para soportar la presión prevista ejercida sobre el recipiente por un fluido comprimido contenido y, por lo tanto, no requiere ningún tipo de envoltura exterior que mejore la resistencia, que incluye la envoltura exterior filamentosa seca de esta invención. Los recipientes a presión de tipo I comprenden actualmente una gran porción de los contenedores usados para enviar fluidos comprimidos por mar, su uso en el transporte marítimo incurre en restricciones económicas muy estrictas.

Tipo II. Consiste en una sección central cilíndrica metálica más delgada con cúpulas metálicas de grosor estándar en los extremos, de manera que solo es necesario reforzar la porción cilíndrica, actualmente con una envoltura exterior compuesta. La envoltura compuesta generalmente se constituye por filamentos de vidrio o carbono impregnados con una matriz polimérica. El compuesto generalmente se "envuelve en un aro" alrededor de la mitad del recipiente. Las cúpulas en uno o ambos extremos del recipiente tienen la resistencia suficiente para soportar las presiones desarrolladas en el recipiente bajo condiciones normales de uso y no están envueltas en el material compuesto. En los recipientes a presión de tipo II, el revestimiento metálico soporta aproximadamente 50 % de la tensión y el material compuesto soporta aproximadamente 50 % de la tensión resultante de la presión interna del fluido comprimido contenido. Los recipientes de tipo II son más ligeros que los de tipo I, pero son más caros.

Tipo III. Consiste en un revestimiento metálico delgado que comprende toda la estructura, es decir, la sección central cilíndrica y la cúpula o cúpulas de los extremos. Por lo tanto, el revestimiento actualmente se refuerza con una envoltura compuesta filamentosa alrededor de todo el recipiente. La tensión en los recipientes de tipo III se traslada prácticamente por completo al material filamentoso de la envoltura compuesta; el revestimiento solo necesita soportar una pequeña porción de la tensión. Los recipientes de tipo III son mucho más ligeros que los de tipo I o II, pero son sustancialmente más caros.

Tipo IV. Consiste en un revestimiento polimérico, esencialmente hermético a los gases, que comprende tanto la sección central cilíndrica como la cúpula o cúpulas, todo lo cual actualmente está completamente envuelto con un material compuesto filamentoso. La envoltura compuesta proporciona toda la resistencia del recipiente. Los recipientes de tipo IV son, con diferencia, los más ligeros de las cuatro clases aprobadas de recipientes a presión, pero también son los más caros.

Como se indicó anteriormente, los recipientes a presión Tipo II, III y IV actualmente requieren una envoltura exterior compuesta sobre un revestimiento del recipiente para darles la resistencia necesaria para soportar la presión prevista ejercida por un fluido comprimido contenido en el recipiente. Se conoce, sin embargo, que la matriz polimérica de la envoltura compuesta añade poca o ninguna resistencia a la envoltura exterior. Por lo tanto, esta invención también puede usarse con disposiciones de embobinado novedosas mediante el uso de un material filamentoso seco que se dispone sobre un revestimiento de recipiente a presión en un estado seco y que permanece esencialmente en un estado seco (es decir, no enlazado por completo con una resina de impregnación) para la vida útil del recipiente a presión.

"Esencialmente" en un estado seco tiene en consideración que, en uso, particularmente para el transporte marítimo de fluidos comprimidos, el material filamentoso puede humedecerse inadvertidamente por la humedad ambiental y similares. Es decir, el material filamentoso seco está destinado a ser dispuesto sobre el recipiente seco y seco cuando el recipiente se pone en uso. Esencialmente seco en este contexto, por lo tanto, no excluye situaciones donde los filamentos/fibras se humedecen con agua.

ES 2 952 648 T3

- Al considerar ahora individualmente los módulos 41, 42, cada módulo se conecta a un sistema de gas inerte UN 51, 52 que puede suministrar al módulo un gas inerte (por ejemplo, nitrógeno). Los sistemas de gas inerte se controlan por respectivas válvulas de control automático 57, 58 que pueden activarse en función del valor de las presiones medidas en los módulos. Si aumenta la presión en cualquiera de los compartimentos de los módulos, esto podría significar que hay una fuga de CNG de los PV en el compartimento. Los sistemas de gas inerte UN 51, 52 permiten mantener una atmósfera escasa de oxígeno en los compartimentos, con el fin de evitar cualquier posible combustión. En otras palabras, los sistemas de gas inerte UN 51, 52 sirven para "controlar" la atmósfera en los módulos.
- 5
- 10 Cuando el CNG está presente en cualquiera de los compartimentos en una cantidad medida por encima de un valor predeterminado, por ejemplo, que supera un número determinado de partes por millón, la válvula de control automático correspondiente 57, 58 se abre y permite que el gas inerte UN fluya a través del sistema de gas inerte 51, 52 y en el módulo y el compartimento.
- 15 Por razones de seguridad, cada sistema inerte UN 51, 52 está equipado con un sistema de purga de seguridad para permitir que cualquier exceso de gas inerte sea expulsado de los sistemas de gas inerte cuando sea necesario.
- Cada módulo 41, 42 se sella al aire con respecto al entorno exterior. La atmósfera interna de cada módulo se controla por la posibilidad de admitir un gas inerte en el módulo, es decir, un gas incapaz de sostener una reacción de combustión con cualquier CNG fugado, si el CNG y el gas inerte entran en contacto entre sí.
- 20
- Cada módulo tiene múltiples PV conectados por un colector común 67, 68. Para simplificar, la Figura 1 solo muestra tres PV para el módulo superior 41 y tres PV para el módulo inferior 42.
- 25 Las tuberías de suministro de CNG 61, 62 se proporcionan por separado de las tuberías de suministro de CNG 31, 32 para que cada módulo transfiera el CNG almacenado a las instalaciones de descarga de CNG, cuando sea necesario.
- 30 Cada una de las tuberías de suministro de CNG 67, 68 está equipada con un respectivo sistema de seguridad de presión 69, 70. Cada sistema de seguridad de presión comprende una válvula de seguridad de presión PSV conectada a una red de tuberías de purga BD. Los PSV se abren cuando los sistemas de seguridad de presión detectan que la presión dentro de los módulos está aumentando debido a la fuga de CNG de los recipientes a presión. Las tuberías de purga BD se conectan al sistema de ventilación del buque, como se explicó anteriormente.
- 35 El sistema de ventilación (antorcha) puede ser un sistema de ventilación en frío, es decir, es posible que no involucre una llama real. En cambio, este es solo un sistema para liberar CNG al ambiente externo en una localización relativamente remota en el aire sobre el buque mismo.
- 40 Para cada módulo, aguas abajo del sistema de seguridad de presión y válvula PSV, se ubica un sistema de despresurización 72, 73. Al igual que el sistema de seguridad de presión, el sistema de despresurización se conecta a la tubería de suministro de CNG del módulo 61, 62. Las válvulas automáticas de despresurización están en los sistemas de despresurización 72, 73. Estos son esencialmente los mismos que el sistema de purga de seguridad 23.
- 45 Debe señalarse que estos sistemas de seguridad 23, 72, 73 también comprenden un orificio calibrado FO para regular el régimen de flujo de CNG expulsado. Esto se debe a que las normas actuales prohíben el despedido de cantidades no controladas de CNG así como también limitar la velocidad de ingreso a las tuberías.
- 50 La inyección de metanol por medio de los sistemas de inyección de metanol 75, 76 se lleva a cabo para cada módulo en la tubería de envío de CNG del módulo 61, 62, justo antes de las válvulas de cierre y control SDV 77, 78. Estas válvulas, junto con las válvulas correspondientes ubicadas en las tuberías de suministro de CNG 31, 32 para cada uno de los módulos, sirven para aislar los módulos del flujo de CNG. Se proporciona la inyección de metanol para evitar o minimizar la formación de hidratos durante la descarga. Se sabe que el metanol es un buen inhibidor termodinámico contra la formación de hidratos.
- 55 Luego, los conductos de impulsión de CNG procedentes de los diversos módulos y compartimentos se conectan a una red de tuberías de distribución de descarga 85. Al igual que la red de tuberías de distribución de carga 20, la red de tuberías de distribución de descarga 85 se conecta a un sistema de purga 86 que comprende como de costumbre una válvula de purga, y a un sistema de tubería de purga BD, a través de un orificio calibrado FO, como se muestra en la Figura 1.
- 60 La red de tuberías de distribución de descarga permite transportar el CNG hasta las instalaciones de descarga de CNG del buque, para lo cual ver la Figura 2.
- 65 Por lo tanto, el CNG se carga en el buque desde la FPSO y se almacena a una temperatura y presión predeterminadas en los PV del buque.

La Figura 2 es un diagrama de flujo del proceso que ilustra el flujo de CNG durante las operaciones de descarga en el punto de suministro K. Hay tres trayectorias o rutas posibles para que el CNG se descargue del buque. Estos tres trayectorias posibles se denominan: a) trayectoria de "suministro espontáneo"; b) trayectoria "suministro espontáneo con compresión de la fase de transición del CNG"; y c) trayectoria de "suministro con compresión".

5

Durante el suministro espontáneo, la presión inicial nominal en los PV es de 230 barg. La presión de los PV tiende a disminuir a medida que se descarga CNG del buque y, con ello, disminuye la velocidad de suministro de CNG. Se permite el suministro espontáneo hasta presiones nominales en los PV muy por debajo de los 230 barg originales, hasta presiones justo por encima de la presión de suministro (por ejemplo, justo por encima de 110 -120 barg). La decisión de permitir o no el suministro espontáneo de CNG depende de si se considera que el suministro espontáneo aún puede garantizar la descarga de CNG lo suficientemente rápido como para que sea más económico que los otros dos métodos posibles de suministro.

10

En el segundo régimen (suministro espontáneo con compresión de la fase de transición), se permite el suministro espontáneo de CNG por la misma ruta que en el caso a) (suministro espontáneo). Sin embargo, dado que la presión nominal de arranque en los PV ahora es de aproximadamente 126 barg, es decir, muy cerca de la presión nominal del punto de suministro (aproximadamente, entre 110 - 120 barg), el CNG se suministra a una temperatura muy por debajo de la temperatura requerida en el punto de suministro K, que está alrededor de los 10 grados C. Esto sería una consecuencia natural de la expansión libre del CNG a partir de 126 barg - a esta presión el CNG ya está más frío en comparación con la temperatura del gas a 230 barg.

15

20

En el segundo régimen es necesario compensar la temperatura del CNG. Además, a medida que la presión del CNG en los PV se acerca al punto de ecuilibración con respecto a la presión del punto de suministro, ya que el CNG aún se descarga espontáneamente del buque, la velocidad de descarga también disminuye gradualmente. Esto puede conducir a una velocidad de suministro inaceptablemente lenta. Para compensar este efecto, la llamada "fase de transición" (es decir, CNG almacenado en los PV a una presión sustancialmente igual a o ligeramente más abajo de la presión del punto de suministro) se fuerza a través de un compresor. El gradiente de presión impuesto por el compresor en la fase de transición de CNG es relativamente bajo y apenas suficiente para proporcionar un suministro rápido y económico de CNG almacenado en los recipientes a presión a presiones iguales o justo por debajo de la presión del punto de suministro.

25

30

En el tercer régimen (suministro de CNG con compresión), la presión del CNG remanente en los PV es sustancialmente menor que a la presión requerida en el punto de suministro. Por lo tanto, el suministro sin compresión del CNG residual no sería posible. En el tercer régimen, por lo tanto, el CNG se descarga del buque por medio de un compresor. El CNG puede descargarse con éxito y comodidad hasta que la presión residual del CNG almacenado sea de alrededor de 30 barg. Descargar más CNG no sería económico, ya que la energía requerida para comprimir el CNG residual desde presiones por debajo de 30 barg hasta aproximadamente al menos 110 - 120 barg sería excesiva. Esto iría en contra del objetivo general de maximizar la eficiencia de carga/descarga del buque.

35

40

Con referencia a la Figura 2 (es decir, con referencia al punto de suministro K), las tres trayectorias o regímenes posibles se describen, en orden, más abajo con más detalle:

a) Suministro espontáneo

45

La trayectoria de suministro espontáneo de CNG durante la descarga se identifica con los números de flujo 2, 3, 8 y 9. El CNG ingresa en la sección de descarga del buque desde la parte superior izquierda de la Figura 2. La válvula de bloqueo inferior UV 101 está cerrada. La válvula de bloqueo superior UV 102 está abierta. El CNG es, por lo tanto admitido en la sección de descarga del buque justo antes del intercambiador de calor de agua caliente 103, sin haber sufrido previamente ninguna transformación termodinámica.

50

La presión y la temperatura del CNG en la número de corriente/sección 2 son respectivamente 230 barg y 15 grados C.

55

Si ahora se permitiera que el CNG se expandiera (es decir, se laminara) libremente, su temperatura disminuiría. Esto llevaría la temperatura del CNG por encima de la temperatura requerida en el punto de suministro K.

60

El intercambiador de calor de agua caliente 103 compensa la disminución de temperatura en el CNG debido a la laminación libre. El intercambiador de calor de agua caliente, en el supuesto de que el CNG está a 230 barg y 15 grados C en la entrada al intercambiador de calor, proporciona un aumento de temperatura al CNG del orden alrededor de 15 grados C. La presión y la temperatura del CNG en el número de corriente 3 son, por lo tanto, alrededor de 230 barg y 30 grados C, respectivamente. Debe señalarse que el número de corriente/sección 4 no forma parte de este régimen: solo se accede a la sección de corriente 4 cuando se requiere que el CNG pase a través de una etapa de compresión.

65

ES 2 952 648 T3

La válvula de bloqueo de seguridad UV 104 se proporciona en la sección de corriente 2 justo antes del intercambiador de calor. Otra válvula de bloqueo de seguridad UV 105 se ubica en la sección de corriente 3 justo antes de la válvula de laminación principal o la válvula de expansión principal FV 110.

5 La presión aguas abajo de la válvula de laminación principal 110 es esencialmente la presión impuesta por la localización de suministro (que toma en consideración también la caída de presión), en este caso entre 110 y 120 barg. La presión aguas arriba de la válvula de laminación principal es esencialmente la presión del CNG almacenado en los PV.

10 El controlador I 115 es responsable de regular la abertura de la válvula principal de laminación FV 110. Los valores de flujo y presión se envían al controlador I, como se muestra en la Figura 2, mediante la unidad de control de flujo FC 116 y la unidad de control de presión PC 117.

15 En base al gradiente de presión real entre las secciones de corriente 8 (aguas abajo de la válvula de expansión) y 3 (aguas arriba de la válvula de expansión), el controlador I 115 controla el grado de abertura de la válvula de expansión principal 110. El controlador I, por lo tanto, funciona de tal manera que asegura que la presión del CNG suministrado sea aceptable, es decir, dentro del intervalo requerido.

20 La unidad de control de temperatura TC 120a se ubica aguas abajo de las unidades de control de presión y flujo 116, 117, a lo largo de la sección de corriente 8. La unidad de control de temperatura TC 120a retroalimenta información sobre la temperatura del CNG después de que ha tenido lugar la laminación a un segundo controlador I 130 que controla el suministro de agua caliente al intercambiador de calor de agua caliente 103.

25 Si el gas suministrado está demasiado "frío", el intercambiador de calor de agua caliente 103 puede proporcionar el aumento de temperatura requerido.

Dado que las secciones de corriente 8 y 9 son comunes a los tres regímenes, se describirán solo una vez más abajo, después de que los regímenes b) y c) también se hayan descrito con más detalle.

30 b) Suministro Espontáneo con Compresión de la Fase de Transición CNG

La presión en los PV disminuye a medida que el CNG se suministra espontáneamente al punto de suministro K a la presión y temperatura requeridas. El suministro espontáneo se usa en un intervalo bastante amplio de presiones de almacenamiento, por ejemplo, entre 130 y 230 barg. Se apreciará que el intervalo de presiones para el suministro espontáneo puro puede determinarse de acuerdo con los requisitos específicos de diseño y/o aplicación.

35 A medida que disminuye la presión del CNG entrante desde las instalaciones de almacenamiento de CNG del buque, la temperatura del CNG también disminuye. En consecuencia, el intercambiador de calor de agua caliente 103 proporciona calor adicional al CNG circulante con el fin de cumplir con el requisito de temperatura de suministro. 40 A una presión nominal de 127,5 barg, el gradiente de temperatura en el CNG a través del intercambiador de calor de agua caliente es de alrededor de 20 grados C. La temperatura del CNG a la entrada del intercambiador de calor de agua caliente 103 es de aproximadamente -5 grados C (peor escenario). La temperatura del CNG a la salida del intercambiador de calor de agua caliente 103 es de aproximadamente 15 grados C.

45 Si la velocidad de transferencia de CNG desde los PV hasta el punto de suministro se considera "demasiado lenta" y, por lo tanto, no eficiente, el CNG puede acelerarse a través del compresor CP. Por lo tanto, el CNG que sale del intercambiador de calor de agua caliente 103 puede desviarse a través de la sección de corriente 4, a través del tambor de expulsión de entrada del compresor 140 y, finalmente, al compresor CP 150.

50 El tambor de expulsión 140 se proporciona simplemente para separar cualquier fase líquida del gas (agua y/u otros elementos hidratados), de manera que solo ingrese gas al compresor CP 150 (podría dañar el compresor CP 150 si se introdujera algún líquido en el mismo).

55 El tambor de expulsión 140 se conecta a un sistema de tubería de drenaje de líquido DR, que es del tipo de drenaje cerrado. Los sistemas del tipo de drenaje cerrado no permiten que el líquido drenado se disperse en el ambiente exterior, tal como en el mar. En cambio, los líquidos drenados se recogen en el buque y se suministran en los puntos de suministro o carga para su eliminación.

60 Una válvula de nivel LV 141 y una unidad de control de nivel LC 142 controlan juntas el funcionamiento del drenaje de líquido en el sistema de tubería de drenaje DR. La unidad de control de nivel LC 142 detecta el nivel del líquido acumulado en el tambor de expulsión 140.

65 Después de pasar a través el tambor de expulsión 140 o separador de líquido alternativo, el CNG es admitido en el compresor CP 150, que es accionado de manera convencional por una turbina de gas TB. En el ejemplo de la Figura 2, la turbina de gas TB 160 se alimenta con gas combustible de CNG FG obtenido directamente de los recipientes a presión (corriente 7).

La presión del CNG a la salida del compresor CP 150 es detectada por otra unidad de control de presión PC 151. La unidad de control de presión PC 151 envía esa información a unidad de control adicional I 152. La unidad de control I 152 también recibe información de una unidad de control de flujo adicional FC 153, que monitorea el régimen de flujo de CNG desde el tambor de expulsión 140 hasta el compresor CP 150.

El controlador I 152 luego determina si se debe extraer CNG adicional de la sección de corriente 6 (a través de una válvula de flujo adicional FV 154), alimentarlo a través del tambor de expulsión 140 y luego reinyectarlo en el compresor CP 150. En otras palabras, el controlador I 152 se programa para poder generar un lazo de retroalimentación de CNG al compresor CP 150.

Si la capacidad de retroalimentación se usa o no, lo determina el controlador I 152 de acuerdo con los parámetros medidos por la unidad de control de presión PC 151 y la unidad de control de flujo FC 153.

Al volver ahora a la sección de corriente 5, es decir, la sección de la tubería donde fluye el CNG generado por el compresor CP 150, se proporciona un sistema de válvula de cierre y control SDV 155 que comprende una válvula de cierre en caso de falla aguas abajo del punto donde la unidad de control de presión PC 151 lee la presión del CNG a la salida del compresor CP 150.

Al seguir a lo largo la trayectoria del CNG, llegamos a la sección de corriente 6, que se caracteriza por la presencia de un intercambiador de calor de CNG comprimido 170a. En el caso de CNG de transición (o CNG de fase de transición, es decir, CNG a presiones sustancialmente iguales a la presión de suministro), se intercambia calor mínimo o nulo en este intercambiador de calor 170a. Esto se debe a que la temperatura del CNG ya ha sido llevada al nivel apropiado por el intercambiador de calor de agua caliente 103. Debe recordarse que el compresor 150 es el encargado de calentar aún más el CNG. El intercambiador de calor CNG 170a también se denomina compresor de primera etapa después del enfriador. Esto se debe a que su función es enfriar el CNG a descargar, en caso de ser necesario.

Luego se proporciona otro intercambiador de calor de agua de mar 180 a lo largo de la sección de corriente 6, después del compresor de primera etapa después del enfriador 170a. Este último intercambiador de calor, también conocido como enfriador exportador de gas 180, permite que el CNG se enfríe a una temperatura adecuada justo antes del suministro. El agua de mar SW se extrae directamente del mar como líquido refrigerante y se recircula en el mar después de su uso.

El funcionamiento del enfriador de agua de mar 180 está controlado por la unidad de control de temperatura TC 190 y la válvula de control de temperatura TV 191 como se muestra en la Figura 2, parte inferior izquierda del diagrama.

También se proporciona una válvula de bloqueo UV 192 en la sección de corriente 6 aguas abajo del enfriador de agua de mar 180.

En este segundo régimen, los CNG "espontáneos" y de "fase de transición" (es decir, CNG almacenados en el buque a presiones cercanas o iguales a la presión de suministro) se suministran a la presión y temperatura requeridas en el punto de suministro K.

c) Suministro con Compresión

La etapa b) anterior permite el suministro de CNG almacenado que tienen presiones relativamente cercanas o iguales a la presión de suministro. Como hemos visto, el CNG se permite a través de un sistema relativamente complejo que involucra intercambiadores de calor, enfriadores y compresores para lograr las características de suministro requeridas.

La etapa actual se ocupa del suministro de CNG almacenado en el buque a presiones sustancialmente por debajo de la presión de suministro, por ejemplo, 50 barg. A 50 barg, un PV está relativamente vacío.

La etapa c) implementa esencialmente un proceso de barrido con respecto a este CNG restante. La presión mínima de CNG almacenado que puede descargarse cómodamente del buque es alrededor de 30 barg. No es conveniente vaciar completamente los recipientes a presión. El CNG residual se transporta en el buque hasta el punto de producción y recogida de CNG, o se usa en el buque como combustible.

En el régimen actual, el CNG se admite en el diagrama de la Figura 2 desde la esquina superior izquierda como es habitual. Sin embargo, la válvula de bloqueo superior UV 102 ahora está cerrada y la válvula de bloqueo inferior 101 está abierta, de manera que ahora se usa la sección de corriente 1.

La sección de corriente 1 se caracteriza por la presencia del intercambiador de calor de CNG 170a. Este intercambiador se ha descrito con más detalle anteriormente. Esto significa que el CNG de baja presión ("frío") se calienta inicialmente mediante el uso de calor residual de compresión. Esta etapa de precalentamiento ahora es necesario en vista de las presiones y temperaturas muy bajas del CNG ingresado a las instalaciones de descarga.

Ahora se requiere el compresor CP 150 para comprimir el CNG a presiones (y, por lo tanto, temperaturas) adecuadas para asegurar el correcto funcionamiento del precalentador 170a.

5 Después de la etapa de precalentamiento, el CNG se dirige, en orden, a través de las secciones de corriente 2, 4, 5 y 6 exactamente como en el régimen b) anterior. El gradiente de presión establecido por el compresor CP 150 será, sin embargo, mayor que en el régimen anterior, donde parte de la fuerza motriz del CNG ya estaba almacenada en el CNG a la llegada de las instalaciones de carga (mayores presiones). Ahora, el CNG entrante está a presiones mucho más bajas.

10 Para una descripción detallada de las corrientes de CNG 2, 4, 5 y 6 ver el régimen b) anterior.

15 Debe señalarse que el lazo de retroalimentación establecido por el controlador I 152 junto con la unidad de control de presión PC 151, la unidad de control de flujo FC 153 y la válvula de flujo FV 154 que operan entre las secciones de flujo 6 y 4 serán útiles para administrar con éxito los regímenes de transición entre el suministro de acuerdo con los regímenes b) y c). Cuando el método de suministro se cambia de b) a c), en las primeras etapas, es posible que el CNG aún no esté listo para el suministro, porque su presión y temperatura aún no están dentro del intervalo de suministro. De ser así, el CNG puede ser reinyectado en el compresor CP 150 hasta medir presiones y temperaturas satisfactorias a la salida del mismo.

20 El CNG que llega simultáneamente a través de uno o más de los regímenes de suministro descritos anteriormente se recoge luego en la sección de corriente 7 sustancialmente a la presión y temperatura de suministro. Se proporciona un sistema de protección de tuberías de alta integridad HIPPS 199 a lo largo de la sección de corriente 7. El HIPPS 199 comprende un sistema de válvulas de cierre y falla C. También se proporciona un sistema de válvula de cierre y control SDV 198 aguas abajo del HIPPS 199. La función del HIPPS es la protección del sistema de suministro PLEM 200 de posibles sobrepresiones. Los PLEM pueden ser relativamente delicados, ya que están diseñados con precisión para medir cantidades físicas y químicas del CNG suministrado.

25 Luego, aguas abajo de la sección de corriente "protegida" 8, el CNG sale del buque a través de la sección de corriente 9. La sección de corriente 9 se implementa por medio de una conexión mecánica flexible 201. El sistema de entrega PLEM puede proporcionarse en una estructura flotante. Desde el sistema de suministro PLEM 200, el CNG se enruta a las instalaciones en tierra.

En los ejemplos descritos anteriormente, el compresor CP es una unidad compresora de 12 MW.

35 En la fase de carga, como se dijo anteriormente, el CNG se admite en el buque a unos 230 barg y 15 grados C.

40 En el régimen de suministro espontáneo, el CNG que ingresa a las instalaciones de descarga de CNG se calienta primero mediante el intercambiador de calor de agua caliente 103 a aproximadamente 30 grados C como ejemplo. Después de la laminación, el gas se suministra, por ejemplo, a aproximadamente 128 barg y 13 grados C.

45 En el régimen de suministro espontáneo con compresión de la fase de transición del CNG, el CNG que ingresa a las instalaciones de descarga de CNG está, en un ejemplo, a aproximadamente 127 barg y -5 grados C. El CNG luego se precalienta en el precalentador 103, a aproximadamente 14 grados.

El CNG no sufre más eventos termodinámicos significativos antes del suministro. Estas últimas condiciones son, por tanto, las condiciones aproximadas en las que se suministra el CNG.

50 En el régimen de suministro con compresión, el CNG, en un ejemplo, ingresa a las instalaciones de descarga de CNG a aproximadamente 31 barg y -57 grados C. Después del precalentamiento en la primera etapa de compresión después del enfriador 170a, o después del precalentamiento en ese enfriador además del calentamiento adicional en el intercambiador de calor de agua caliente 103, la temperatura del CNG es aproximadamente 40 grados C.

55 Después de la compresión, la presión del CNG es aproximadamente 127 barg y la temperatura de aproximadamente 162 grados C.

Después de que el CNG haya transferido el calor al CNG fresco que se aproxima en el compresor de primera etapa después del enfriador, la temperatura del CNG disminuye, en el ejemplo, a aproximadamente 36 grados C.

60 Después de la etapa de enfriamiento adicional en el enfriador exportador de gas, la temperatura cae a aproximadamente 14 grados C. Por lo tanto, el CNG se suministra a alrededor de 127 barg y 14 grados C.

65 La Figura 3 muestra un ejemplo de un diseño de las instalaciones de gestión de CNG a bordo de un buque. La unidad de compresión de gas 360 se ubica en la popa del buque, en la cubierta superior. La unidad de compresión de gas 360 también se denomina comúnmente "unidad de barrido". Esto se debe a que su función es la recuperación del CNG almacenado en el buque, que de cualquier otra manera no sería posible descargar. En la Figura 3, puede verse que la unidad de compresión de gas 360 comprende tres trenes de compresores de barrido

362, cada uno de los cuales incluye una turbina de gas y un compresor centrífugo de gas. Los respectivos enfriadores de petróleo de turbina de gas 363 también se proporcionan adyacentes a cada uno de los trenes de compresores de barrido 362. Un módulo de medición de gas 365 también forma parte de la unidad de compresión de gas 360.

Como se explicó anteriormente en relación con la Figura 2, el módulo de medición de gas comprende una unidad de control de presión PC y una unidad de control de flujo FC. También se proporciona un controlador I en relación con las unidades de control de presión y flujo de manera que el CNG pueda ser retroalimentado al compresor si es necesario, como se explicó anteriormente para la Figura 2.

También se proporcionan varias unidades de enfriamiento de gas 366, que incluyen compresores de gas, después de los enfriadores y enfriadores exportadores de gas, como parte de la unidad de compresión de gas 360, de manera que el CNG pueda suministrarse a la temperatura requerida, nuevamente como se explicó anteriormente para la Figura 2.

Para cada tren de compresor de barrido, se proporciona un tambor de expulsión 367 como parte de la unidad de compresión de gas 360.

Los PV se alojan en la bodega del buque y, por lo tanto, no son visibles en la Figura 3. Todas las unidades accesorias o secundarias se ubican en la cubierta, hacia la parte de la proa del buque. Estas unidades secundarias son: una unidad de gas combustible 420, que alimenta las turbinas de gas; una unidad principal de generación de energía eléctrica 470 que da servicio a todo el buque; una unidad de inyección de productos químicos 120a, que se usa para inyectar un inhibidor de hidratos químicos en el CNG, específicamente, metanol, cuando sea necesario; una unidad de gas inerte 600, que se usa para controlar la atmósfera en cada compartimento sellado que contiene PV; una unidad de aire comprimido 460, que es necesaria para el funcionamiento de las turbinas de gas de barrido; una unidad de antorcha, venteo y purga 230, conectada con los diversos sistemas y tuberías de purga del buque; esta unidad también alberga un tambor de expulsión; una unidad de generación de energía eléctrica de emergencia 480; una unidad de combustible diésel 430, que acciona los motores de la embarcación; una unidad de agua de mar 500 que es responsable del suministro de agua de mar a los enfriadores de agua de mar (enfriadores exportadores de gas); una unidad de drenaje cerrada 550, que se vacía de sus líquidos en las localizaciones de suministro o carga; una unidad de agua caliente 410 que suministra los intercambiadores de calor de agua caliente; y una unidad de separación de gases 300.

Parece óptimo reservar la popa del buque para las unidades de proceso, mientras que la proa se reserva para las instalaciones.

La Figura 4 resume las operaciones de gestión de CNG relevantes en relación con las operaciones de carga y, lo que es más importante, la descarga de CNG hacia y desde el buque para el estudio de caso del punto de suministro K.

El gas natural comprimido GN primero se carga desde el FPSO en el buque carguero de CNG a través del sistema de carga y descarga 170 (también denominado sistema de línea de gas). Luego, el gas se almacena en el sistema de almacenamiento de gas 361, que comprende recipientes a presión de almacenamiento.

Durante el suministro espontáneo, el CNG se transfiere desde los PV a un sistema de calentamiento de gas 300, de manera que cuando el gas se lamine, aún se suministrará a la temperatura requerida (línea continua gruesa en la Figura 4). Luego, el gas natural se vuelve a transferir al sistema de carga y descarga 170 (línea sólida delgada a la derecha de la unidad 300 en la Figura 4), esta vez para propósitos de descarga, y desde allí a las instalaciones en tierra.

Durante el suministro con compresión (régimenos b) y c) anteriores), el GN primero se transfiere desde los PV a un sistema de compresión de gas 360 que comprende precalentadores, compresores y enfriadores, como se describió en la Figura 2. En el sistema de compresión de gas 360 tiene lugar un calentamiento preliminar de CNG (sólo para el régimen c)). Luego, el CNG se calienta y comprime de acuerdo con el lazo superior 700 (ver el lazo superior de líneas discontinuas gruesas en la Figura 4). Sin embargo, antes de que se suministre el CNG, el CNG se transfiere de acuerdo con la trayectoria inferior 800 (ver la trayectoria inferior de líneas discontinuas gruesas en la Figura 4) para alinear la temperatura del CNG con los requisitos del punto de suministro. La trayectoria inferior 800 implica el enfriamiento del CNG a través de una unidad de enfriador exportador de gas 360.

Además, la Figura 4 muestra la relación entre las unidades clave mencionadas anteriormente, parte del sistema de compresión de gas 360, y las diversas unidades secundarias o de utilidad, tales como el sistema de purga 230, el sistema de gas inerte 600, el sistema de inyección de metanol 120, el sistema de drenaje cerrado 550, el sistema de agua caliente 410, el sistema de agua de mar 500 y el sistema de gas combustible 400.

La Figura 5 es equivalente a la Figura 2 y es para el punto de suministro B. El punto de suministro B acepta CNG a temperaturas más altas, del orden de los 20 grados C.

Por lo tanto, la etapa final durante los regímenes b) y c) de enfriar el CNG para alcanzar la temperatura requerida en el punto de suministro ahora es superfluo y, en consecuencia, el enfriador exportador de gas no está presente en la Figura 5.

5 La Figura 6 es equivalente a la Figura 3 y es para el punto de suministro B. El diseño de la Figura 6 solo difiere del diseño de la Figura 3 por la ausencia de los dos enfriadores exportadores de gas 366, parte de la unidad de compresión de gas 360 en la Figura 3. Como resultado, el buque también tiene unas dimensiones ligeramente diferentes en comparación con el buque de la Figura 3.

10 La Figura 7 es equivalente a la Figura 4 y es para el punto de suministro B. El diagrama de flujo de bloques de la Figura 7 solo difiere en comparación con el diagrama de flujo de bloques de la Figura 4 por la ausencia de la unidad de enfriamiento exportador de gas.

15 Aunque las Figuras 5, 6 y 7 son solo mínimamente diferentes de las Figuras 2, 3 y 4, demuestran que los sistemas de acuerdo con la presente invención pueden adaptarse a aplicaciones específicas. Dichas modificaciones generalmente estarán dictadas por la diferencia entre los valores de presión y temperatura del CNG en la localización de carga y los valores de presión y temperatura requeridos para el CNG suministrado en la localización de suministro.

20 Se ha descrito que los recipientes a presión son para CNG, pero podrían ser para transportar una variedad de gases, tales como gas crudo directamente de un pozo perforado, que incluye el gas natural crudo, por ejemplo, cuando se comprime - CNG crudo o RCNG, o H₂, o CO₂ o gas natural procesado (metano), o gas natural crudo o parcialmente procesado, por ejemplo, con tolerancias de CO₂ de hasta 14 % molar, tolerancias de H₂S de hasta 1.000 ppm, o impurezas de gas H₂ y CO₂, u otras impurezas o especies corrosivas. El uso preferido, sin embargo,
25 es el transporte de CNG, ya sea CNG crudo, CNG parcialmente procesado o CNG limpio, procesado hasta un estándar que pueda suministrarse al usuario final, por ejemplo, comercial, industrial o residencial.

El CNG puede incluir varios componentes potenciales en una mezcla variable de relaciones, algunos en su fase gaseosa y otros en su fase líquida, o una mezcla de ambos. Estas partes componentes típicamente comprenderán uno o más de los siguientes compuestos: C₂H₆, C₃H₈, C₄H₁₀, C₅H₁₂, C₆H₁₄, C₇H₁₆, C₈H₁₈, hidrocarburos C₉+, CO₂ y H₂S, además de potencialmente tolueno, diésel y octano en estado líquido, y otras impurezas/especies.

30 La presente invención se ha descrito anteriormente únicamente a manera de ejemplo. Pueden hacerse modificaciones en detalle a la presente invención dentro del alcance de las reivindicaciones adjuntas.

35

40

45

50

55

60

65

REIVINDICACIONES

1. Un sistema para la carga y almacenamiento de CNG a bordo de un buque y para la descarga del mismo, el sistema comprende:
- 5 instalaciones de carga de CNG para la carga de CNG a bordo del buque;
 instalaciones de almacenamiento de CNG (361) para almacenar el CNG cargado a bordo del buque a presiones y temperaturas de almacenamiento;
 10 instalaciones de descarga de CNG para descargar CNG a un punto de suministro, el punto de suministro requiere que el CNG descargado esté a presiones y temperaturas de suministro generalmente diferentes de las presiones y temperaturas de almacenamiento, en donde las instalaciones de descarga de CNG comprenden:
- 15 un calentador de CNG (103) para calentar el CNG a descargar antes de la descarga;
 una válvula de laminación (110) para permitir que el CNG a descargar se expanda desde la presión de almacenamiento hasta la presión de suministro antes de la descarga; caracterizado por:
- 20 las instalaciones de descarga de CNG, que comprenden además una unidad compresora (150) para comprimir el CNG descargado antes de la descarga;
 una unidad separadora (140) para separar líquido del CNG, la unidad separadora se ubica aguas abajo del calentador de CNG (103) y aguas arriba de la unidad compresora (150), en donde la unidad separadora (140) es preferentemente un tambor de expulsión,
 en donde la unidad separadora o tambor de expulsión (140) se conecta a un sensor de nivel configurado para detectar el nivel de líquido dentro de la unidad separadora (140), el sistema que
 25 comprende el sensor de nivel, en donde el sensor de nivel se conecta operativamente a una válvula de drenaje de líquido, y la válvula de drenaje de líquido se configura para drenar el líquido del separador a un sistema de drenaje;
 una unidad de control de presión del compresor ubicada aguas abajo de la unidad compresora (150);
 30 una unidad de control de flujo del separador ubicada aguas abajo de la unidad separadora (140) y aguas arriba de la unidad compresora; y
 una válvula de flujo de retroalimentación ubicada aguas abajo de la unidad de control de presión del compresor,
 en donde la unidad de control de flujo del separador y la unidad de control de presión del compresor se configuran cada una para proporcionar información a un controlador del compresor,
 35 también comprendido en el sistema, el controlador del compresor se programa para operar la válvula de flujo de retroalimentación para que el CNG descargado pueda reinyectarse en la unidad compresora sin ingresar a las instalaciones de almacenamiento (361) antes de que se descargue por las instalaciones de descarga de CNG.
- 40 2. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 1, en donde el calentador de CNG se configura para el control por medio de una válvula de control de temperatura (191), el sistema comprende la válvula de control de temperatura, en donde la válvula de control de temperatura se configura preferentemente a su vez para el control por un controlador de temperatura configurado para elaborar la información que le proporciona al menos una unidad de control de temperatura (190), el sistema comprende dicho controlador de temperatura y unidad de control de temperatura.
- 45 3. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 1 o 2, en donde la abertura de la válvula de laminación puede variarse continuamente dentro de un intervalo comprendido entre un valor máximo y un valor mínimo de dicha abertura, en donde la válvula de laminación se configura preferentemente para el control por un controlador de válvula de laminación, el sistema comprende además preferentemente el controlador de válvula de laminación, en donde el controlador de válvula de laminación se configura preferentemente para elaborar la información que le proporciona una unidad de control de presión de laminación, el sistema comprende preferentemente la unidad de control de presión de laminación, en donde el controlador de válvula de laminación preferentemente también se configura para elaborar la información que le proporciona una unidad de control de flujo de laminación, el sistema comprende además preferentemente la unidad de control de flujo de laminación.
- 50 4. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 1, 2 o 3, en donde la unidad compresora (150) se ubica aguas abajo del calentador de CNG (103).
5. Un sistema de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, en donde la unidad compresora (150) se acciona ya sea por electricidad o por una unidad de turbina de gas (160).
- 55 6. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 5, en donde la unidad de turbina de gas (160) se suministra por una unidad de suministro de combustible, y en donde la unidad de suministro de combustible se configura

para recibir CNG como combustible, el combustible CNG es una porción del CNG almacenado a bordo del buque, el sistema comprende la unidad de suministro de combustible.

- 5 7. Un sistema de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6, en donde las instalaciones de descarga de CNG comprenden además una unidad compresora después del enfriador (170a), la unidad compresora después del enfriador se ubica aguas abajo de la unidad compresora (150) y se configura para transferir el calor del CNG comprimido al CNG que se transfiere de las instalaciones de almacenamiento de CNG a las instalaciones de descarga de CNG.
- 10 8. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 7, las instalaciones de descarga de CNG comprenden además un enfriador exportador de gas (180), el enfriador exportador de gas se ubica aguas abajo de la unidad compresora después del enfriador (170a).
- 15 9. Un sistema de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde la unidad compresora se diseña para proporcionar un gradiente de presión máximo de aproximadamente 90 barg o superior a 90 barg.
- 20 10. Un buque carguero de CNG que comprende un sistema de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones anteriores.
11. Un método para carga y almacenamiento de CNG a bordo de un buque y para descarga de CNG del mismo, el método comprende las etapas secuenciales de:

25 cargar el CNG a bordo de un buque;
almacenar el CNG cargado a bordo del buque con propósitos de transporte en un intervalo de presiones y temperaturas de almacenamiento; y
descargar el CNG a descargar del buque a un punto de suministro, las presiones y temperaturas de suministro del CNG descargado están en un intervalo que generalmente es diferente del intervalo de presiones y temperaturas de almacenamiento, en donde la etapa de descarga del CNG a descargar del buque comprende las etapas de:

30

calentar el CNG a descargar antes de la descarga; y
permitir que el CNG a descargar, entonces calentado, se expanda libremente a través de una válvula de laminación (110) de manera que el CNG a descargar pueda suministrarse en el punto de suministro a la presión y temperatura de suministro, caracterizado por el método que comprende además:

35

comprimir el CNG a descargar mediante el uso de una unidad compresora (150);
separar el líquido del CNG a descargar mediante el uso de una unidad separadora, en donde la etapa de separar el líquido del CNG a descargar mediante el uso de una unidad separadora se realiza preferentemente entre las etapas de calentar el CNG a descargar antes de descargarlo y comprimir el CNG a descargar mediante el uso de una unidad compresora, en donde la etapa de descargar el CNG a descargar del buque comprende además preferentemente las etapas de:

40

detectar el nivel de líquido en el separador mediante el uso de un sensor de nivel;
enviar la información sobre el nivel de líquido en el separador de líquido a una unidad de control de nivel; y
mediante el uso de la unidad de control de nivel, controlar una unidad de drenaje para drenar líquido del separador de líquido cuando sea necesario, en donde la etapa de descargar el CNG a descargar del buque comprende además preferentemente la etapa de:

50

enfriar el CNG comprimido a descargar, a través de una unidad de enfriador aguas abajo de la unidad compresora, en donde la etapa de descargar el CNG a descargar del buque comprende además preferentemente las etapas de:

detectar información de presión sobre el CNG a descargar mediante el uso de una unidad de control de presión aguas abajo de la unidad compresora;
detectar información del régimen de flujo sobre el CNG a descargar mediante el uso de una unidad de control de flujo aguas abajo de la unidad separadora y aguas arriba de la unidad compresora;
detectar la presión y la información del régimen de flujo a un controlador del compresor;
controlar a través del controlador del compresor una válvula de flujo de retroalimentación ubicada aguas abajo de la unidad de control de presión del compresor para que el CNG a descargar pueda reinyectarse en la unidad del compresor sin ingresar a las instalaciones de almacenamiento (361) antes de que el mismo se descargue al punto de suministro, si es necesario.

55

60

65

12. Un método de acuerdo con la reivindicación 11, en donde la etapa de comprimir el CNG a descargar mediante el uso de una unidad compresora se realiza entre las etapas de:

5 calentar el CNG a descargar antes de la descarga; y
 permitir que el CNG a descargar entonces calentado, se expanda libremente a través de una válvula de laminación de manera que el CNG a descargar pueda suministrarse en el punto de suministro a la presión y temperatura de suministro.

10

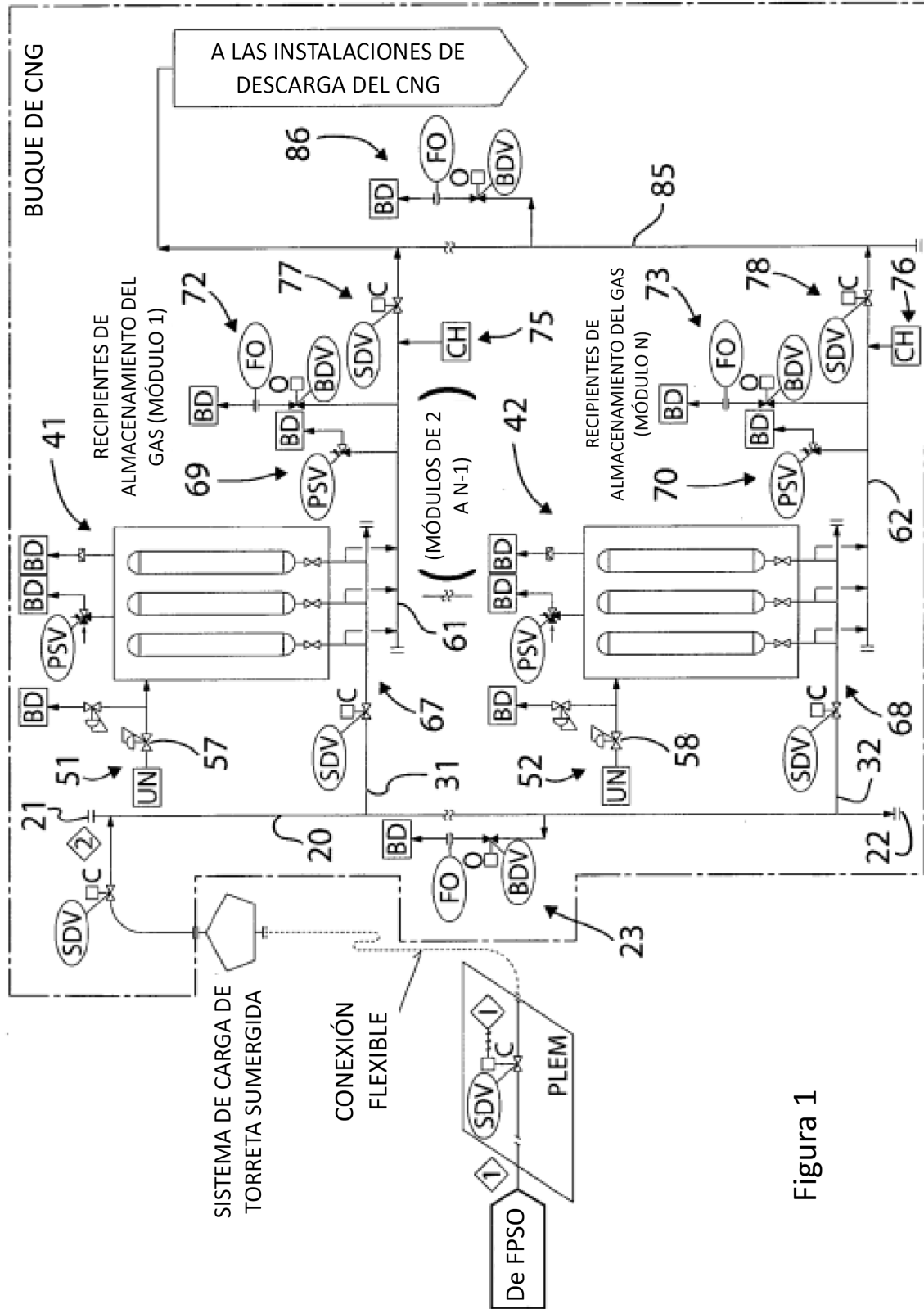


Figura 1

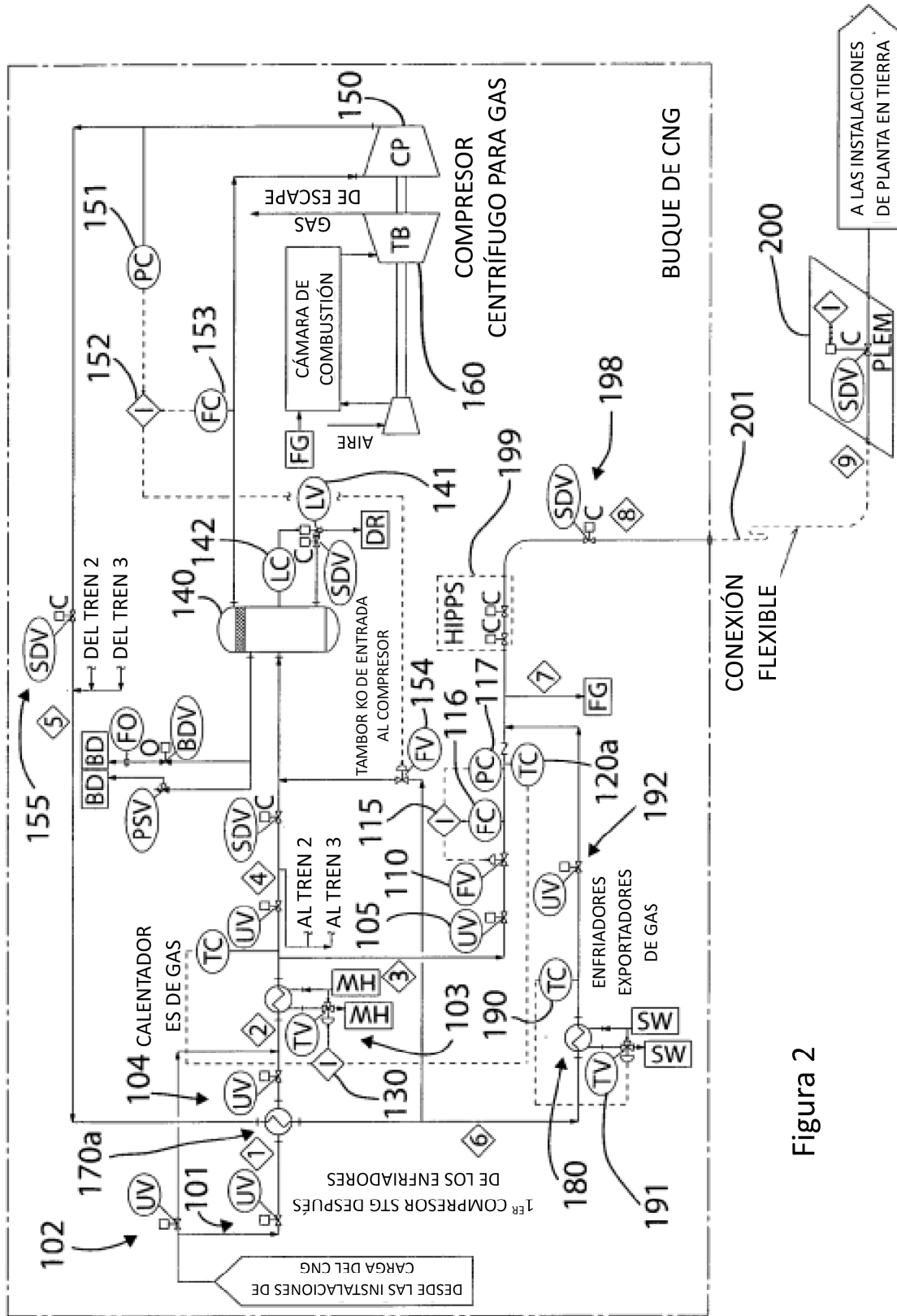


Figura 2

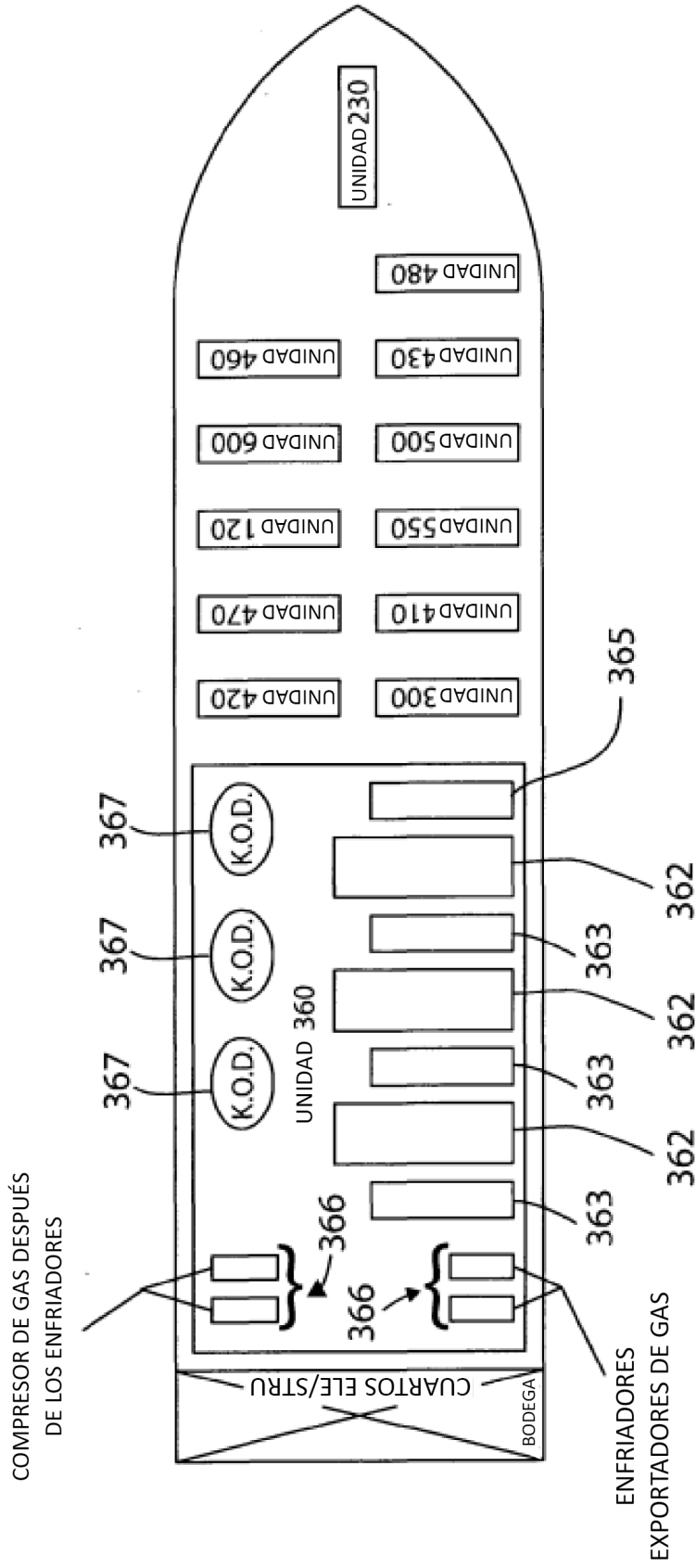


Figura 3

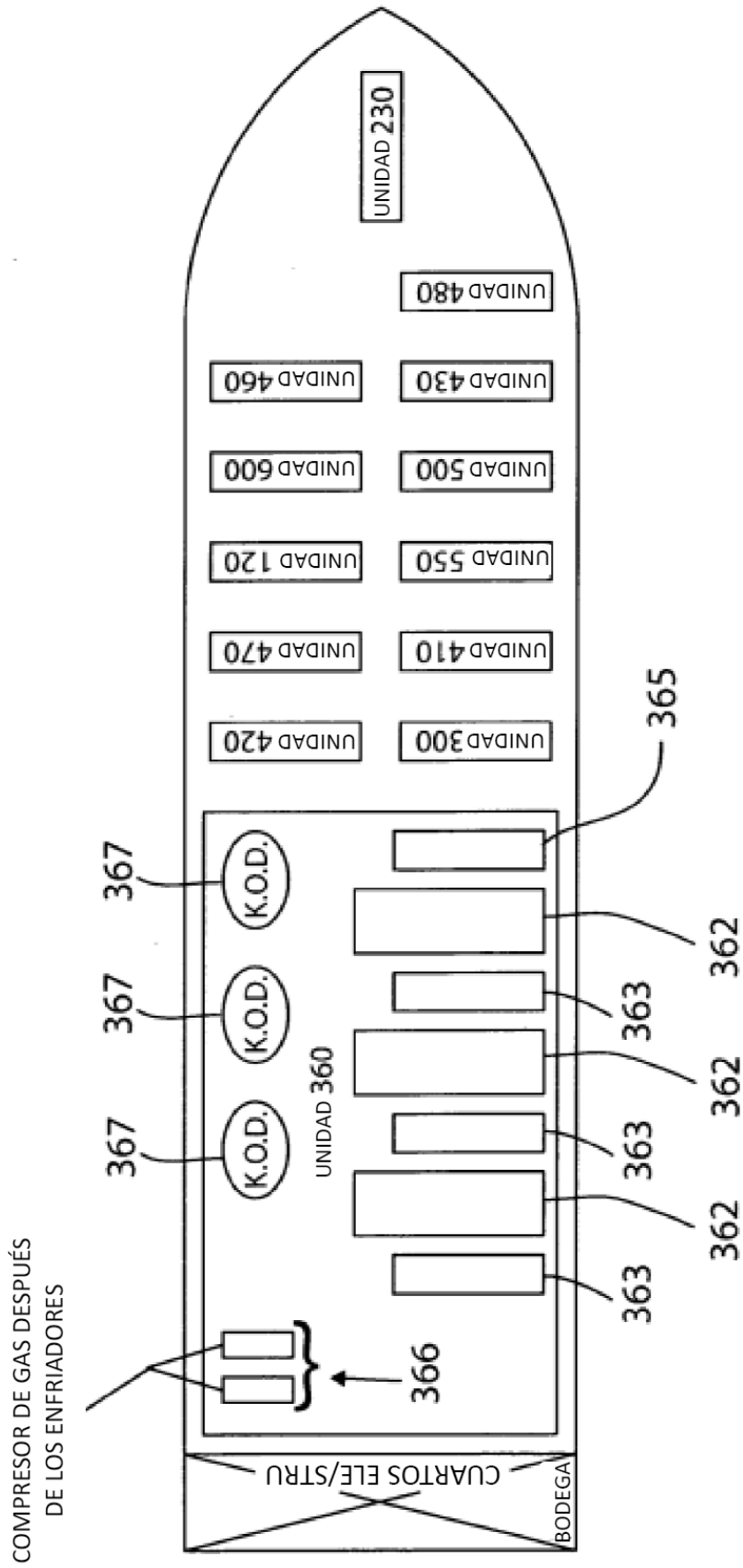


Figura 6

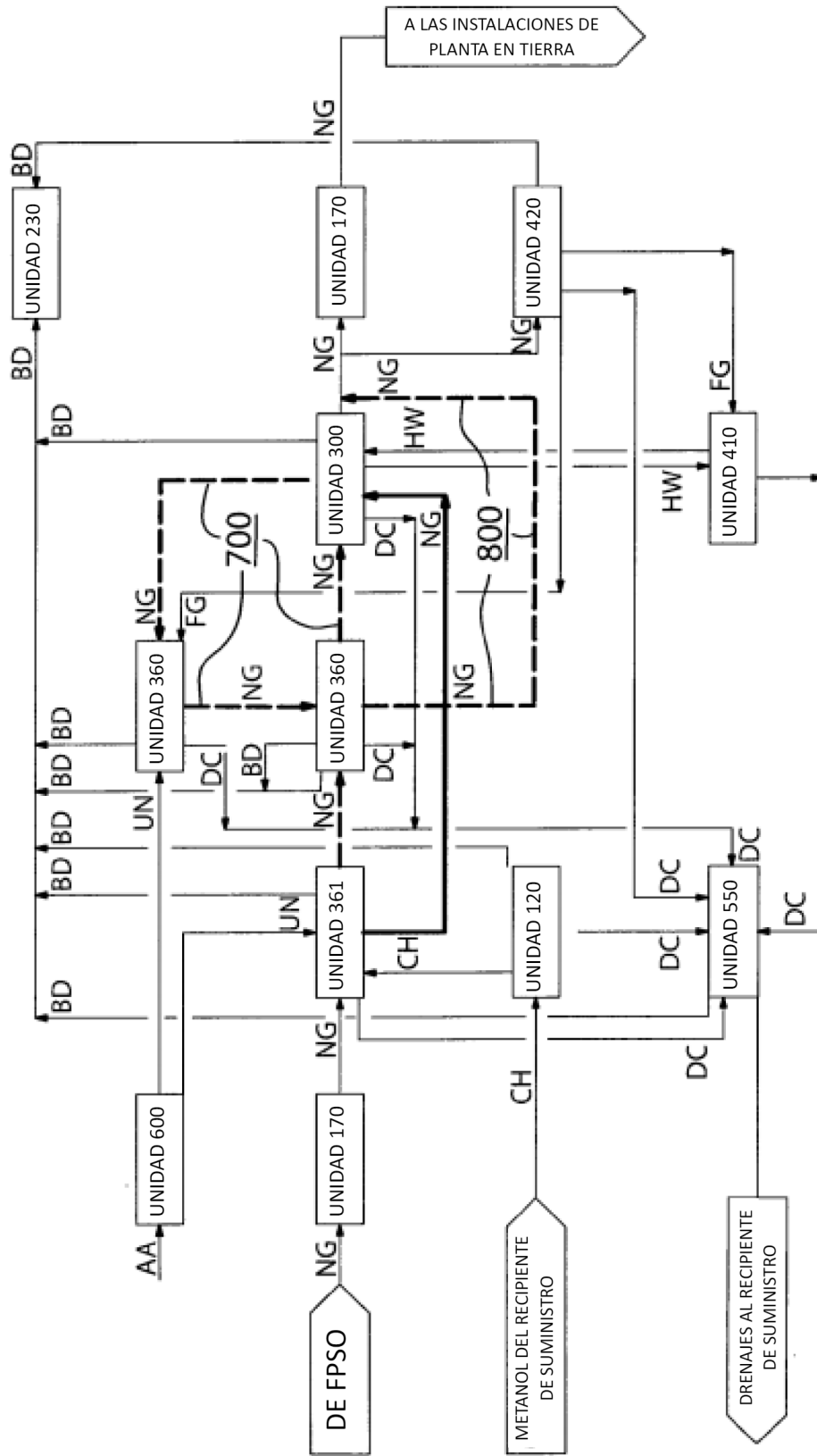


Figura 7

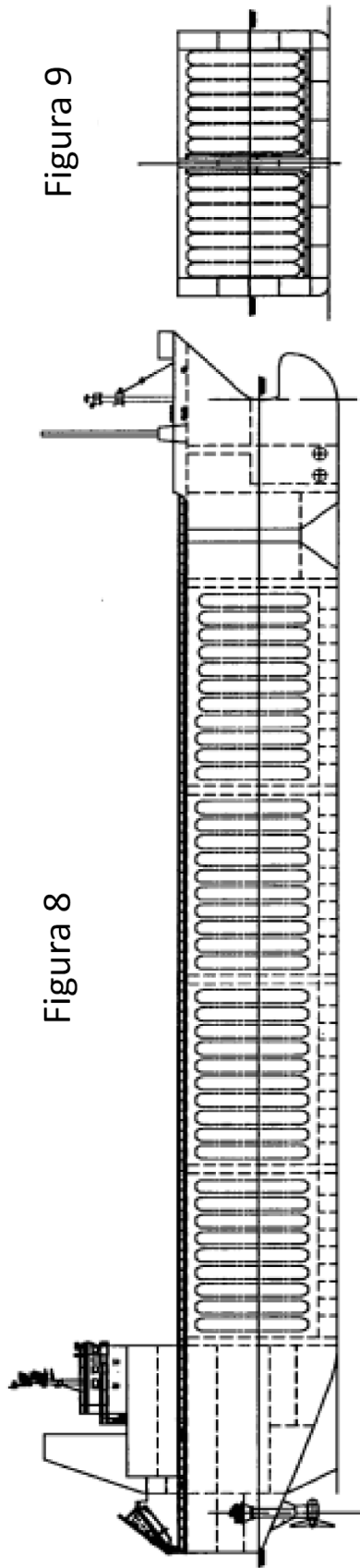


Figura 9

Figura 8

Figura 10

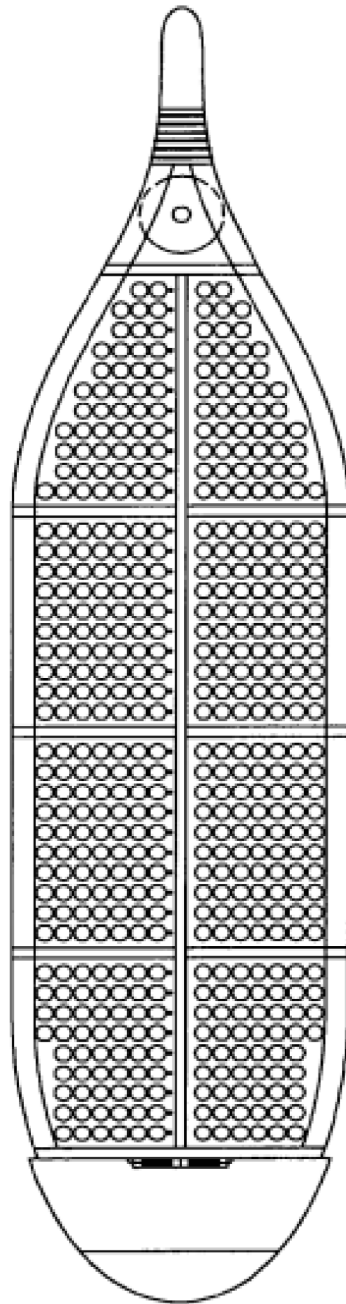


Figura 12

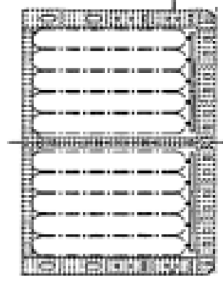


Figura 11

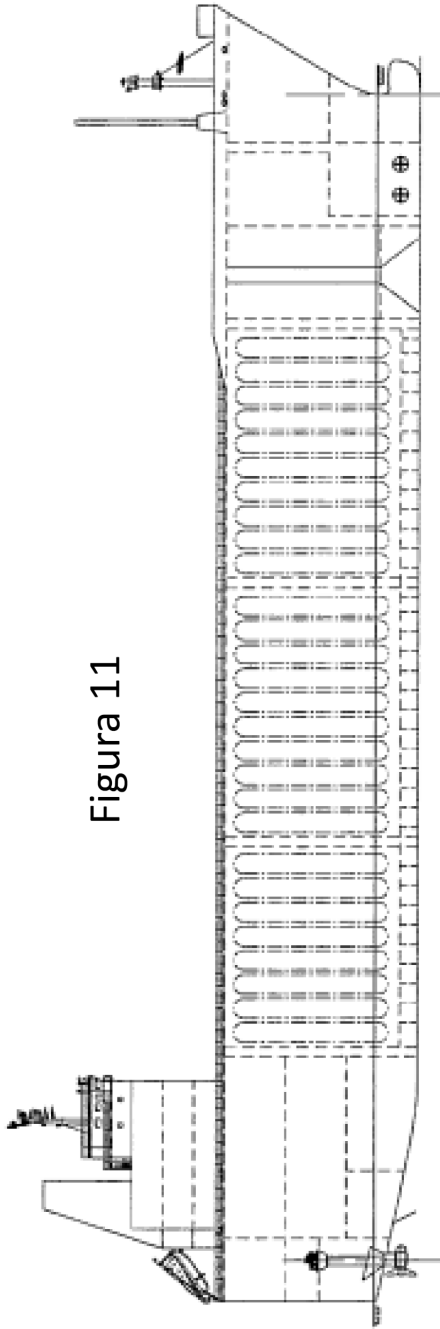
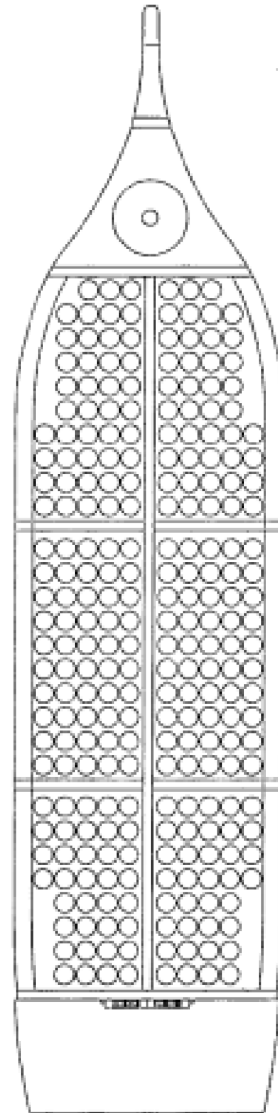
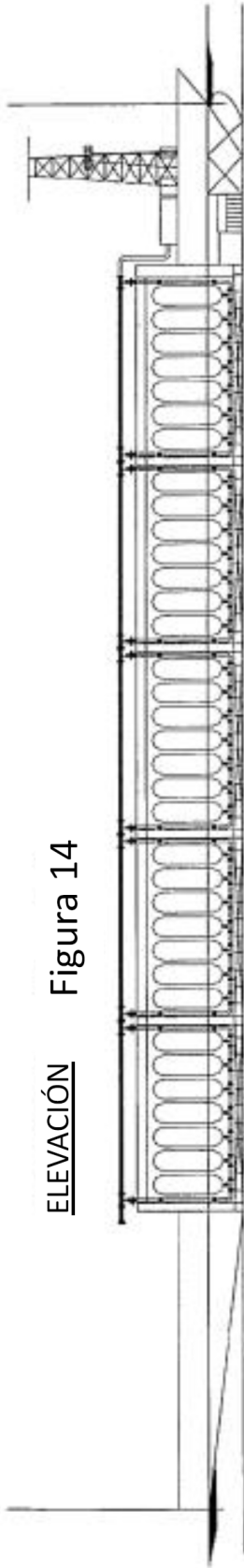
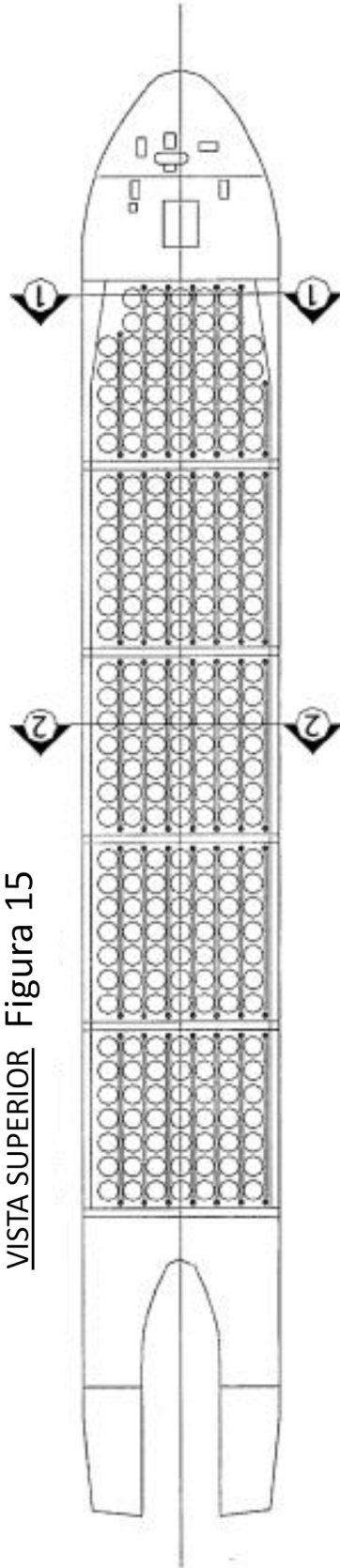


Figura 13





ELEVACIÓN Figura 14



VISTA SUPERIOR Figura 15

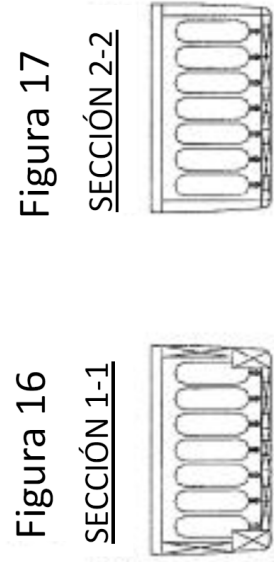


Figura 16

SECCIÓN 1-1

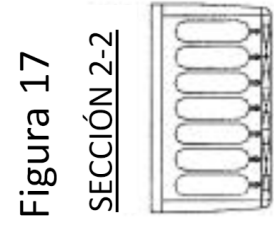


Figura 17

SECCIÓN 2-2