

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 793 304**

51 Int. Cl.:

**F17C 7/04** (2006.01)

**F17C 11/00** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **07.07.2006 PCT/US2006/026329**

87 Fecha y número de publicación internacional: **18.01.2007 WO07008584**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **07.07.2006 E 06786472 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **15.04.2020 EP 1910732**

54 Título: **Método de transporte y almacenamiento a granel de gas en un medio líquido**

30 Prioridad:

**08.07.2005 US 697810 P**

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

**13.11.2020**

73 Titular/es:

**SEAONE HOLDINGS, LLC (100.0%)  
Three Allen Center, 333 Clay Street, Suite 4890  
Houston, Texas 77002, US**

72 Inventor/es:

**HALL, BRUCE;  
MULVANY, MICHAEL J. y  
OKIKIOLU, TOLULOPE**

74 Agente/Representante:

**VALLEJO LÓPEZ, Juan Pedro**

ES 2 793 304 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

Método de transporte y almacenamiento a granel de gas en un medio líquido

5 **Campo de la invención**

La invención se refiere en general a un método de almacenamiento y transporte de gas producido o natural u otros gases, y específicamente al manejo a granel de gas natural, hidrocarburos en fase de vapor u otros gases en un medio líquido; y a su segregación en una fase gaseosa para su suministro en tuberías de almacenamiento o de transmisión de gas. Como se describe en el presente documento, la presente invención es particularmente aplicable para su instalación de buques o barcas para el transporte marítimo y al procesamiento de gas a bordo, pero es igualmente aplicable a los modos de transporte terrestres tales como sistemas de ferrocarril, transporte por camión y de almacenamiento terrestre de gas natural.

15 **Antecedentes de la invención**

El gas natural se transporta y maneja predominantemente por tuberías como un medio gaseoso o en forma de gas natural líquido (GNL) en buques o instalaciones de afeitado de picos. Muchas reservas de gas están ubicadas de forma remota con respecto a los mercados, y son un tamaño menor que los niveles de producto recuperable que se considera económicamente rentable trasladar al mercado por tubería o buques de gas natural licuado (GNL).

La lenta comercialización del envío de Gas Natural Comprimido (GNC) que ofrece contención volumétrica de gas natural hasta la mitad de la proporción de 600 a 1 ofrecida por GNL ha demostrado la necesidad de un método que sea complementario a ambos sistemas antes mencionados. El método descrito en el presente documento está destinado a satisfacer la necesidad existente entre estos dos sistemas.

La intensidad energética de los sistemas de GNL requiere normalmente del 10 al 14 % del contenido energético del gas producido para el momento en que el producto se entrega a los centros de mercado. El GNC tiene requisitos energéticos aún mayores asociados con el acondicionamiento de gas, el calor de compresión del gas, su enfriamiento y posterior evacuación de los contenedores de transporte. Como se describe en la solicitud de patente de Estados Unidos n.º 10/928.757 ("la solicitud '757"), presentada el 26 de agosto de 2004, que se incorpora como referencia, el manejo de gas natural en una matriz licuada como medio líquido (denominado mezcla de gas de Gas Líquido Comprimido™ (CGL™) sin recurrir a condiciones criogénicas tiene sus ventajas en este nicho de mercado. Tanto en la compresión de gas a una fase líquida para las condiciones de almacenamiento, como en el 100 % de desplazamiento de la mezcla de gas CGL™ durante la descarga desde los sistemas de transporte, existen claras ventajas de demanda de energía en el proceso de CGL™.

La demanda energética del proceso de CGL™ para cumplir con las condiciones de almacenamiento de 96,55 bares (1400 psig) a -40 °C (-40 °F) es un requisito moderado. Las presiones más altas necesarias para valores efectivos de GNC (124,13 bares a 248,27 bares (1800 psig a 3600 psig)) a 15,56 °C (60 °F) hasta -28,89 °C (-20 °F), y las temperaturas criogénicas sustancialmente más bajas para GNL (-162,2 °C (-260 °F)) dan lugar a mayores demandas energéticas para los procesos de GNC y GNL.

Por lo tanto, es deseable proporcionar sistemas y métodos que faciliten el almacenamiento y el transporte de gas natural o producido con menores demandas energéticas.

**Sumario**

De acuerdo con un primer aspecto de la presente invención, se proporciona un método que comprende las etapas de

cargar gas natural para transportarlo a un contenedor de transporte,  
mezclar el gas natural con un solvente líquido para formar una mezcla de gas natural y solvente en fase líquida,  
deshidratar el gas natural,  
almacenar la mezcla de gas natural y solvente en fase líquida para su transporte en un sistema de tuberías en bucle a temperaturas en un intervalo de -40 °C a más de -62,22 °C y presiones en un intervalo de 75,86 bares a 148,27 bares cuyas temperaturas y presiones de almacenamiento están asociadas con las densidades de almacenamiento para el componente de gas natural de la mezcla de gas natural solvente que excede las densidades de almacenamiento de GNC para las mismas presiones y temperaturas de almacenamiento, en la que el solvente es etano líquido, propano o butano, o combinaciones de los mismos a las siguientes concentraciones en peso: etano en el intervalo entre aproximadamente el 15 % en moles y aproximadamente 30 % en moles; propano en un intervalo entre aproximadamente 15 % en moles y aproximadamente 25 % en moles; o butano en un intervalo entre aproximadamente 10 % en moles y aproximadamente 30 % en moles; o una combinación de etano, propano y/o butano, o propano y butano en un intervalo entre aproximadamente 10 % en moles y aproximadamente 30 % en moles,  
recircular la mezcla de gas natural y solvente en fase líquida almacenada para mantener una temperatura y

presión predeterminadas,  
separar el gas natural de la mezcla de fase líquida de gas natural y solvente, y descargar el gas natural del contenedor de transporte.

5 En una realización de la invención, el método utiliza un sistema integrado para el almacenamiento y transporte a granel del gas natural, comprendiendo el sistema

un sistema de carga y mezcla adaptado para mezclar el gas natural con el solvente líquido para formar la mezcla de gas natural y solvente en fase líquida,

10 un sistema de contención adaptado para almacenar el gas natural y solvente en fase líquida, y  
Un sistema de separación, fraccionamiento y descarga para separar el gas natural de la mezcla de gas natural y solvente en fase líquida.

15 El método descrito en el presente documento no se limita a su instalación en buques y es adecuado para otras formas de transporte con o sin el tren de proceso instalado en el medio de transporte. La aplicación es particularmente adecuada para la modernización de buques tanque existentes o para su uso con buques de nueva construcción.

20 La secuencia de carga comienza preferentemente con un gas natural o de producción que fluye desde un pozo submarino, FPSO, plataforma en alta mar o tubería en tierra a través de una tubería de carga conectada directa o indirectamente al buque a través de una boya o muelle de amarre. El gas fluye a través de un colector a un separador de gas de dos o tres fases para eliminar el agua libre y los hidrocarburos pesados de la corriente de gas.

25 El tren de proceso condiciona la corriente de gas para la eliminación de componentes indeseables, así como de hidrocarburos pesados en un depurador. A continuación, el gas se comprime, se enfría y se lava hasta cerca de la presión de almacenamiento, preferentemente hasta aproximadamente 75,86 bar (1100 psig) a 96,55 bar (1400 psig). A continuación, el gas se seca usando un desecante líquido o sólido, por ejemplo, una mezcla de metanol-agua o tamiz molecular, para la inhibición de hidratos y después se mezcla con un solvente antes de ingresar a una cámara de mezcla. La corriente resultante de la mezcla de gas y solvente líquido se enfría después a través de un sistema de refrigeración hasta una temperatura de almacenamiento de aproximadamente -40 °C (-40 °F).

30 La deshidratación del gas se lleva a cabo para evitar la formación de hidratos de gas. Al salir de los enfriadores de gas, la solución acuosa y de hidrocarburos se separa para eliminar los componentes de la fase acuosa y la corriente de mezcla de gas y solvente líquido ahora seca se carga en un sistema de tuberías de almacenamiento en condiciones de almacenamiento.

35 El producto almacenado se mantiene en bancos de tuberías agrupadas, interconectadas a través de colectores de tal manera que el contenido de cada banco se puede aislar o recircular selectivamente a través de un sistema de tuberías en bucle que a su vez está conectado a un sistema de refrigeración para mantener la temperatura de almacenamiento continuamente durante el período de tránsito.

40 La secuencia de descarga implica el desplazamiento del contenido del sistema de tuberías por una mezcla de metanol y agua. La presión de la mezcla de gas y solvente líquido almacenada se reduce a la región de aproximadamente 27,50 bares (400 psig) antes de su entrada, como una corriente de hidrocarburos de dos fases, a una torre del desatanizador. Una mezcla compuesta predominantemente de gas metano y etano emerge de la parte superior de la torre para ser comprimida y enfriada a la presión y temperatura de especificación de la tubería de transmisión en la línea de descarga. Desde la base de la torre del desatanizador fluye una corriente compuesta predominantemente de propano y componentes más pesados que se alimenta a una torre del despropanizador.

45 Desde la parte superior de este contenedor, una corriente de propano se devuelve al almacenamiento lista para el próximo envío de gas, mientras que desde el fondo de la torre se bombea una corriente rica en butano a la corriente de metano/etano que fluye en la línea de descarga para llevar el valor de calentamiento de gas vuelve a la par con el de la corriente de producción cargada originalmente. Este proceso tiene también la capacidad de ajustar el valor de Joules (BTU) de la corriente de gas de ventas para cumplir con los requisitos de valor de Joules (BTU) del cliente.

50 Los sistemas, métodos, características y ventajas de la invención serán o se harán evidentes para un experto en la materia tras examinar las siguientes Figuras y descripción detallada.

## 60 **Breve descripción de las Figuras**

65 Los detalles de la invención, incluida la fabricación, estructura y operación, pueden recogerse en parte mediante el estudio de las Figuras adjuntas, en las que los números de referencia similares se refieren a partes similares. Los componentes en las Figuras no están necesariamente a escala, sino que se pone énfasis en ilustrar los principios de la invención. Además, todas las ilustraciones están destinadas a transmitir conceptos, donde los tamaños, formas y otros atributos relativos detallados pueden ilustrarse esquemáticamente en lugar de literal o precisamente.

La Figura 1 es un diagrama de proceso que representa el proceso de carga de la presente invención.

5 La Figura 2 es un diagrama de proceso que representa el proceso de desplazamiento entre bancos de tuberías sucesivos.

La Figura 3 es un diagrama de proceso que representa el proceso de descarga de la presente invención.

10 La Figura 4A es una vista lateral de un buque tanque equipado con un sistema integrado de la presente invención.

Las Figuras 4B y 4C son vistas laterales del buque tanque que muestran los sistemas de carga y descarga montados en la plataforma.

15 La Figura 5A es un esquema que muestra bancos de tuberías dispuestos verticalmente.

La Figura 5B es un esquema que muestra bancos de tuberías dispuestos horizontalmente.

20 La Figura 5C es otro esquema que muestra bancos de tuberías dispuestos horizontalmente.

### Descripción de la realización preferida

25 Los detalles de la presente invención se describen a continuación junto con las Figuras adjuntas, que son solo esquemáticas y no están a escala. Solo para fines a modo de ejemplo, la siguiente descripción se centra en el uso marítimo o de buques. Sin embargo, un experto en la materia reconocerá fácilmente que la presente invención no está limitada, como se describe aquí, al uso de buques y para el transporte marítimo, sino que es igualmente aplicable a modos terrestres como el ferrocarril, el transporte por camión y sistemas de almacenamiento terrestre de gas natural.

30 En las realizaciones preferidas, las presiones de almacenamiento se establecen a niveles inferiores a 148,27 bares (2150 psig) y las temperaturas se establecen tan bajas como -62,22 °C (-80 °F). A estas presiones y temperaturas preferidas, las densidades de almacenamiento efectivas para el gas natural o producido dentro de una matriz líquida superan ventajosamente las del GNC. Para una demanda de energía reducida, la presión y temperatura de almacenamiento preferidas están preferentemente en un intervalo de aproximadamente -96,55 bar (1400 psig) y preferentemente en un intervalo de aproximadamente -40 °C (-40 °F).

40 Como se muestra en la Figura 4A, un sistema de tuberías en bucle 20, que se encuentra en los compartimientos de carga 30 de un buque tanque 10, se usa para contener la producción de licuado transportado o la mezcla de gas natural. El sistema de tuberías 20 está contenido dentro de una bodega de carga aislada 30 del buque o buque tanque 10. La bodega de carga 30 está cubierta con una capucha aislada 12 que contiene una atmósfera inerte fría 14 que rodea el sistema de tuberías 20. En una realización preferida, como se representa en las Figuras 4B y 4C, el equipo de proceso de carga 100 y el equipo de proceso de separación, fraccionamiento y descarga 300 se montan en la plataforma lateral del buque tanque 10 para proporcionar un sistema integrado.

45 El sistema de tuberías 20, como se muestra en la Figura 5A, está diseñado con tuberías o bancos de tuberías orientadas verticalmente 22 que están diseñadas para ser atendidos desde el lado superior 24 o inferior 26 de las tuberías 22. Las tuberías 22, que pueden ser con faldón o sin faldón, incluyen preferentemente componentes montados en la parte superior 24 o en la parte inferior 26 para un uso maximizado del espacio en la colocación vertical. Las tuberías de contención 22 del sistema de tuberías 20 incluyen también preferentemente bases libres de ventilación y ajuste para minimizar la corrosión y las necesidades de inspección en bodegas de carga compactas.

50 La introducción y extracción de una mezcla de gas se realiza preferentemente a través de una conexión de tubería montada con tapa para el nivel superior de las tuberías 22, y una tubería de tubo de inmersión (lanza) montada con tapa que llega cerca del fondo de las tuberías 22 para dar servicio al nivel inferior de la sección de tubería. Esto se hace para que la actividad de desplazamiento de fluido en la tubería tenga preferentemente el producto de mayor densidad introducido desde el nivel inferior y el producto de densidad más ligera eliminado del nivel superior. El tubo de inmersión vertical se utiliza preferentemente para los procesos de carga, desplazamiento y circulación.

60 Volviendo a las Figuras 5B y 5C, se proporcionan sistemas de tubería 20 alternativos en los que las tuberías o los bancos de tuberías 22 están orientados horizontalmente. Como se muestra en la Figura 5B, los fluidos y gases fluyen en un primer extremo 23 y salen en un segundo 25. En la realización representada en la Figura 5C, los fluidos y gases fluyen en forma de serpentina a través de las tuberías o bancos de tuberías 22 entrando y saliendo alternativamente entre el primer y segundo extremos 23 y 25.

65 Con referencia a la Figura 1, se representa el proceso de carga 100 de la presente invención. La corriente de producción en campo se recoge a través de una tubería a través de una boya de carga 110 sobre la que está

amarrado el buque. Esta boya 110 está conectada al buque amarrado por estachas a las que se unen tuberías flexibles. La corriente de gas fluye hacia un separador de entrada montado en la cubierta 112, con lo que el agua y los hidrocarburos pesados producidos se separan y se envían a diferentes ubicaciones. El gas a granel fluye a un sistema de compresor 114, si es necesario. El agua producida fluye desde el separador 112 hacia una unidad de tratamiento de agua producida 116, que limpia el agua de acuerdo con los estándares ambientales requeridos. El condensado fluye desde el separador 112 a la corriente de gas comprimido. Es posible almacenar el condensado por separado en tanques de almacenamiento 118 o se reinyecta en el sistema de gas comprimido.

El sistema de compresor 114 (si es necesario) eleva la presión del gas a los requisitos de las condiciones de almacenamiento, que son preferentemente de aproximadamente 96,55 bar (1400 psig) y -40 °C (-40 °F). El gas comprimido se enfría en el enfriador 120 y se depura en el depurador 122, y se envía después a una cámara de mezcla 124.

La lluvia de condensado del depurador 122 se dirige al almacenamiento de condensado 118.

En la cámara de mezcla 124, la corriente de gas se combina con volúmenes medidos de un solvente líquido a base de gas natural (NGL) de acuerdo con los parámetros establecidos en la solicitud '757, dando como resultado una mezcla de gas y solvente líquido referida aquí como una mezcla de gas de Gas Líquido Comprimido™ (CGL™). De acuerdo con los parámetros de almacenamiento preferidos, la mezcla de gas CGL™ se almacena a presiones en un intervalo entre aproximadamente 75,86 bares (1100 psig) a aproximadamente 148,27 bares (2150 psig) y a temperaturas preferentemente en un intervalo entre -28,89 °C (-20 °F) a aproximadamente -117,8 °C (-180 °F), y más preferentemente en un intervalo entre aproximadamente -40 °C (-40 °F) a aproximadamente 62,22 °C (-80 °F). Al formar la mezcla de gas CGL™, el gas producido o natural se combina con el solvente líquido, preferentemente etano líquido, propano o butano, o combinaciones de los mismos, a las siguientes concentraciones en peso: etano preferentemente a aproximadamente 25 % en moles y preferentemente en el intervalo entre aproximadamente 15 % en moles a aproximadamente 30 % en moles; propano preferentemente a aproximadamente 20 % en moles y preferentemente en un intervalo entre aproximadamente 15 % en moles a aproximadamente 25 % en moles; o butano preferentemente a aproximadamente 15 % en moles y preferentemente en un intervalo entre aproximadamente 10 % en moles a aproximadamente 30 % en moles; o una combinación de etano, propano y/o butano, o propano y butano en un intervalo entre aproximadamente 10 % en moles y aproximadamente 30 % en moles.

Antes del enfriamiento, la mezcla de gas CGL™ se deshidrata preferentemente con un metanol-agua o un desecante sólido (por ejemplo, un tamiz molecular) para evitar que se formen hidratos en el sistema de tuberías 130. El aditivo solvente NGL proporciona el ambiente para una mayor densidad efectiva del gas en almacenamiento y el proceso desecante proporciona el control de la deshidratación del producto de almacenamiento.

La mezcla ahora seca de gas/solvente/metanol se hace pasar a través de un enfriador 142 que forma parte de un sistema de refrigeración 140, que comprende un compresor 144, un enfriador 146, un acumulador 148 y una válvula 149 de Joule Thompson, y emerge como una corriente líquida de una o dos fases. Esta corriente fluye después a través de un separador 128 para eliminar la fase acuosa de la fase de hidrocarburos. La fase acuosa se devuelve al sistema de regeneración y almacenamiento de metanol 126. La fase de hidrocarburos fluye hacia el colector principal 130 y hacia los subcabezales que alimentan los colectores ubicados encima de los haces verticales de tuberías de almacenamiento 132. Para almacenar la mezcla de gas CGL™, se introduce preferentemente en un haz o haces de tuberías o contenedores presurizados 132 que contienen preferentemente una mezcla de metanol y agua para evitar la vaporización de la mezcla de gas CGL™.

La introducción de la mezcla de gas CGL™ en una sección de haces de tuberías o contenedores 132 se realiza preferentemente por medio de una lanza vertical, una línea de entrada o salida vertical que va desde la conexión del subcabezal al colector sobre la tapa 133 de la tubería 132 hasta la base 135 de la tubería 132. La tubería 132 se carga, desplazando una mezcla de metanol y agua controlada por presión dentro del tubo 132, hasta que un dispositivo de control de nivel montado en el colector detecta la mezcla de gas CGL™ y provoca el cierre de la válvula de entrada. Cuando la válvula de entrada se cierra, el flujo de la mezcla de gas CGL™ se desvía para cargar el siguiente haz de tuberías o contenedores en los que se ha transportado el metanol - agua.

Durante la parte de tránsito del ciclo, la mezcla de gas CGL™ tiende a ganar algo de calor y su temperatura aumenta ligeramente como resultado. Cuando los dispositivos de detección de temperatura en los colectores superiores detectan las temperaturas más altas, los haces de tuberías hacen que su contenido circule rutinariamente a través de una bomba de recirculación 138 desde las salidas montadas en la parte superior a través de una pequeña unidad de refrigeración de recirculación 136, que mantiene la baja temperatura de la mezcla de gas CGL™. Una vez que la temperatura de la mezcla de gas CGL™ alcanza una temperatura de tubería preferida, la mezcla de gas CGL™ enfriada circula a otros haces de tubería y desplaza la mezcla de gas CGL™ más caliente dentro de esos grupos.

En las Figuras 2 y 3 se ilustra un proceso de descarga, en el que la mezcla de gas CGL™ se desplaza de los haces de tuberías o contenedores y el gas natural o producido se segrega y descarga a una tubería del mercado. La

mezcla de gas CGL™ almacenada se desplaza del sistema de tuberías 220 usando una mezcla de metanol-agua almacenada en un sistema de almacenamiento 210. Esta mezcla de metanol y agua se bombea a través de bombas de circulación 240 a través de parte del proceso para obtener temperaturas de la tubería. Como se muestra en la Etapa 1 en la Figura 2, la mezcla fría de metanol y agua desplaza la mezcla de gas CGL™ de uno o un grupo de haces de tuberías 222, por ejemplo el Banco 1, a las instalaciones de descarga que se muestran en la Figura 3. Como se muestra en la Etapa 2, a medida que la mezcla de metanol y agua pierde presión a través del sistema 220, vuelve a las bombas de circulación 240 para aumentar su presión. La mezcla de metanol y agua a mayor presión se transporta para su uso en el siguiente grupo de haces de tuberías 222, por ejemplo, el Banco 2. El desplazamiento de CGL™ se logra mediante la reducción de la presión del fluido desplazado que pasa a través de una válvula de reducción de presión 310 (Figura 3).

Como se muestra en la Etapa 2, la mezcla de metanol-agua a su vez se reduce en presión y se desplaza del sistema de tuberías 220 usando un gas de cobertura inerte tal como nitrógeno. Como se muestra en el Paso 3, la mezcla de metanol y agua se purga de los haces de tubería 222 y el gas de cobertura permanece en los haces de tubería 222 para el viaje de regreso.

Volviendo a la Figura 3, de acuerdo con el proceso de descarga 300, que incluye los procesos de separación y fraccionamiento, la mezcla de gas CGL™ desplazada fluye desde el sistema de tuberías 230 a una estación de control de presión 310, preferentemente una válvula Joule Thompson, donde se reduce en presión. Una mezcla de dos fases de hidrocarburos ligeros fluye hacia el desetanizador 312, después de lo que una corriente aérea que consiste predominantemente en metano y etano se separa de los componentes más pesados, en concreto, propano, butanos y otros componentes más pesados.

La corriente líquida más pesada que sale del fondo del desetanizador 312 fluye a un despropanizador 314. El despropanizador 314 separa la fracción de propano de la fracción de hidrocarburo de butano y más pesada. La fracción de propano fluye por encima y se condensa en un enfriador 316 y se alimenta a un tambor de reflujo 318. Parte de la corriente condensada se retroalimenta desde el tambor de reflujo 318 a la columna del despropanizador 314 como reflujo y el resto de la corriente de propano fluye al sistema de tuberías como solvente y se almacena en el sistema de almacenamiento de solvente 220 para su reutilización con el siguiente lote de gas natural o producido a ser almacenado y transportado. Como se muestra en el Paso 3 de la Figura 2, los lotes de lanzadera de reserva de la mezcla de solvente NGL y metanol y agua permanecen en grupos separados de haces de tuberías para usarse con la próxima carga de gas natural o producido que se almacenará y transportará.

El flujo de gas metano-etano procedente del desetanizador 312 pasa a través de una serie de intercambiadores de calor (no mostrados) donde se eleva la temperatura de la corriente de gas. La presión del flujo de gas metano/etano se eleva pasando el gas a través de un compresor 324 (si es necesario) y la temperatura de descarga del flujo de gas metano/etano se reduce fluyendo a través de un enfriador 326.

La corriente rica en butano que sale del fondo del despropanizador 314 pasa a través de un enfriador 332 donde se enfría a condiciones ambientales y fluye después a uno o más tanques de almacenamiento de condensado 334.

Una corriente lateral de la corriente rica en butano pasa a través de un calentador 330 y vuelve después a la corriente rica en butano. La mezcla de condensado de butano se vierte a través de una bomba 336 a la válvula de mezcla 322 y se une con una corriente lateral de solvente para el ajuste de Joule (BTU) y finalmente se mezcla con la corriente de metano-etano. El contenido bruto de calor de la mezcla de gas se puede ajustar preferentemente a un intervalo entre 35.396 y 46.946 kJ/m<sup>3</sup> (950 y 1260 BTU por pie cúbico) de gas.

El gas descargado está listo para cumplir con las condiciones de entrega para la descarga a una tubería flexible receptora que puede conectarse a una boya 328. La boya 328 está a su vez conectada a una tubería de entrega continental e instalaciones de almacenamiento.

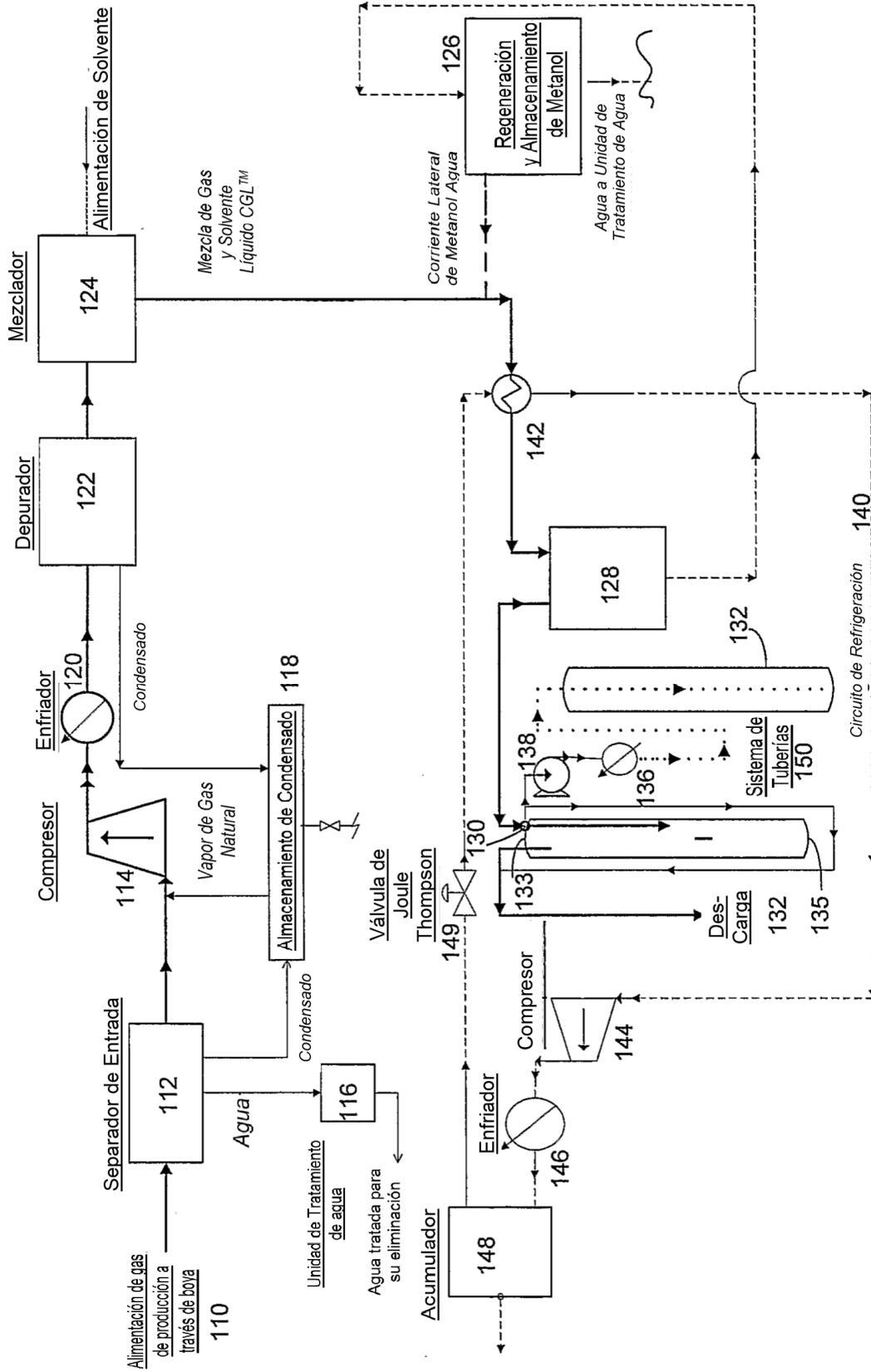
En la memoria descriptiva anterior, la invención se ha descrito con referencia a realizaciones específicas de la misma. Sin embargo, será evidente que se pueden hacer varias modificaciones a los mismos. Las características y procesos conocidos por los expertos en la materia se pueden añadir o sustraer según se desee. Por consiguiente, la invención no debe restringirse excepto a la luz de las reivindicaciones adjuntas.

## REIVINDICACIONES

1. Un método que comprende las etapas de  
cargar gas natural para transportarlo a un contenedor de transporte,  
5 mezclar el gas natural con un solvente líquido para formar una mezcla de gas natural y solvente en fase líquida,  
deshidratar el gas natural,  
almacenar la mezcla de gas natural y solvente en fase líquida para su transporte en un sistema de tuberías en bucle  
a temperaturas en un intervalo de -40 °C a más de -62,22 °C y presiones en un intervalo de 75,86 bares a 148,27  
10 bares cuyas temperaturas y presiones de almacenamiento están asociadas a las densidades de almacenamiento  
para el componente de gas natural de la mezcla de gas natural solvente que excede las densidades de  
almacenamiento de GNC para las mismas presiones y temperaturas de almacenamiento, en donde el solvente es  
etano líquido, propano líquido o butano líquido, o combinaciones de los mismos a las siguientes concentraciones en  
15 peso: etano en el intervalo entre aproximadamente el 15 % en moles y aproximadamente el 30 % en moles;  
propano en un intervalo entre aproximadamente el 15 % en moles y aproximadamente el 25 % en moles; o butano  
en un intervalo entre aproximadamente el 10 % en moles y aproximadamente el 30 % en moles; o una combinación  
de etano, propano y/o butano, o propano y butano en un intervalo entre aproximadamente el 10 % en moles y  
aproximadamente el 30 % en moles,  
20 recircular la mezcla de gas natural y solvente en fase líquida almacenada para mantener una temperatura y una  
presión predeterminadas,  
separar el gas natural de la mezcla de fase líquida de gas natural y solvente y descargar el gas natural del  
contenedor de transporte.
2. El método de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende además la etapa de trasladar un fluido de  
desplazamiento entre tuberías del sistema de tuberías para desplazar el gas natural y solvente del sistema de  
25 tuberías para separar y descargar el gas natural.
3. El método de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende además la etapa de ajustar un contenido de calor  
bruto del gas natural descargado.
- 30 4. El método de acuerdo con la reivindicación 3, en el que el contenido bruto de calor se ajusta dentro de un intervalo  
de 35.396 a 46.946 KJ por m<sup>3</sup> (950 a 1260 BTU por pie<sup>3</sup>) de gas natural.
5. Un método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones anteriores que usa un sistema integrado para el  
almacenamiento y transporte a granel del gas natural, comprendiendo el sistema  
35 un sistema de carga y mezcla adaptado para mezclar el gas natural con el solvente líquido para formar la mezcla de  
gas natural y solvente en fase líquida,  
un sistema de contención que comprende dicho sistema de tuberías en bucle, adaptado para almacenar el gas  
natural-solvente en fase líquida, y un sistema de separación, fraccionamiento y descarga para separar el gas natural  
de la mezcla de gas natural-solvente en fase líquida.  
40
6. El método de acuerdo con la reivindicación 5, en el que el sistema de carga y mezcla, el sistema de contención y  
el sistema de separación, fraccionamiento y descarga están instalados en un contenedor de transporte.
- 45 7. El método de acuerdo con la reivindicación 6, en el que el contenedor de transporte es un contenedor de  
transporte marítimo.
8. El método de acuerdo con la reivindicación 6, en el que el contenedor de transporte es un contenedor de  
transporte terrestre.
- 50 9. El método de acuerdo con la reivindicación 5, en el que el sistema de contención comprende un sistema de  
contención de tuberías en bucle con instalaciones de recirculación para mantener la temperatura y la presión.
10. El método de acuerdo con la reivindicación 9, en el que el sistema de tuberías en bucle comprende un sistema  
de tuberías anidado horizontalmente.  
55
11. El método de acuerdo con la reivindicación 10, en el que el sistema de tuberías anidado horizontalmente está  
configurado para un patrón de flujo de fluido en serpentín entre tuberías adyacentes.
- 60 12. El método de acuerdo con la reivindicación 9, en el que el sistema de tuberías en bucle comprende un sistema  
de tuberías anidado verticalmente y equipado con tubos de inmersión verticales para una función de carga,  
desplazamiento y circulación integrada.
13. El método de acuerdo con la reivindicación 12, en el que el sistema de tuberías anidado verticalmente incluye  
componentes montados en los lados superior o inferior.  
65
14. El método de acuerdo con la reivindicación 9, en el que el sistema de tuberías en bucle incluye bases de tubería

libres de ventilación y accesorios.

- 5 15. El método de acuerdo con la reivindicación 5, que comprende además un medio de deshidratación para deshidratar el gas natural antes del almacenamiento.
16. El método de acuerdo con la reivindicación 15, en el que el sistema de descarga incluye un medio de desplazamiento para desplazar la mezcla de gas natural y solvente del sistema de contención.
- 10 17. El método de acuerdo con la reivindicación 16, en el que los medios de deshidratación y desplazamiento incluyen el uso de una mezcla de metanol y agua como fluido de deshidratación y fluido de desplazamiento.
18. El método de acuerdo con la reivindicación 17, en el que el medio de desplazamiento comprende además un medio para purgar el fluido de desplazamiento usando un gas inerte.
- 15 19. El método de acuerdo con la reivindicación 5, en el que el sistema de descarga comprende un medio para ajustar un contenido bruto de calor de un gas natural descargado.
- 20 20. El método de acuerdo con la reivindicación 19, en el que los medios para ajustar el contenido bruto de calor de un gas descargado pueden ajustar el contenido bruto de calor dentro de un intervalo de 35.396 a 46.946 KJ por m<sup>3</sup> (950 a 1260 BTU por pie<sup>3</sup>) de gas natural.



**FIGURA 1**

- Trayectoria de flujo primaria de Gas Natural / CGL™
- - - Otras Trayectorias de Flujo
- ... Trayectoria de Flujo Inversa para Enfriamiento en Tránsito

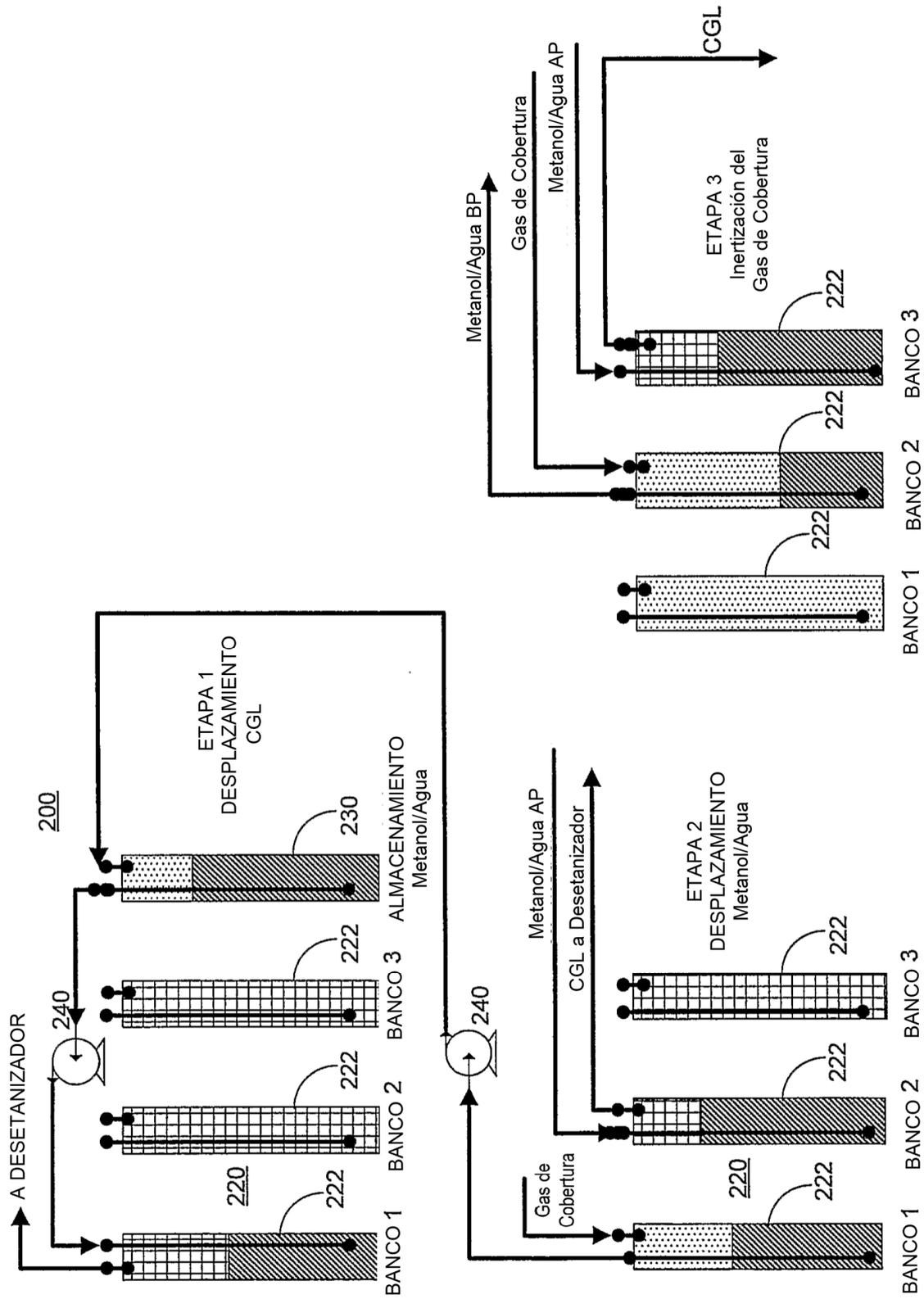


FIGURA 2

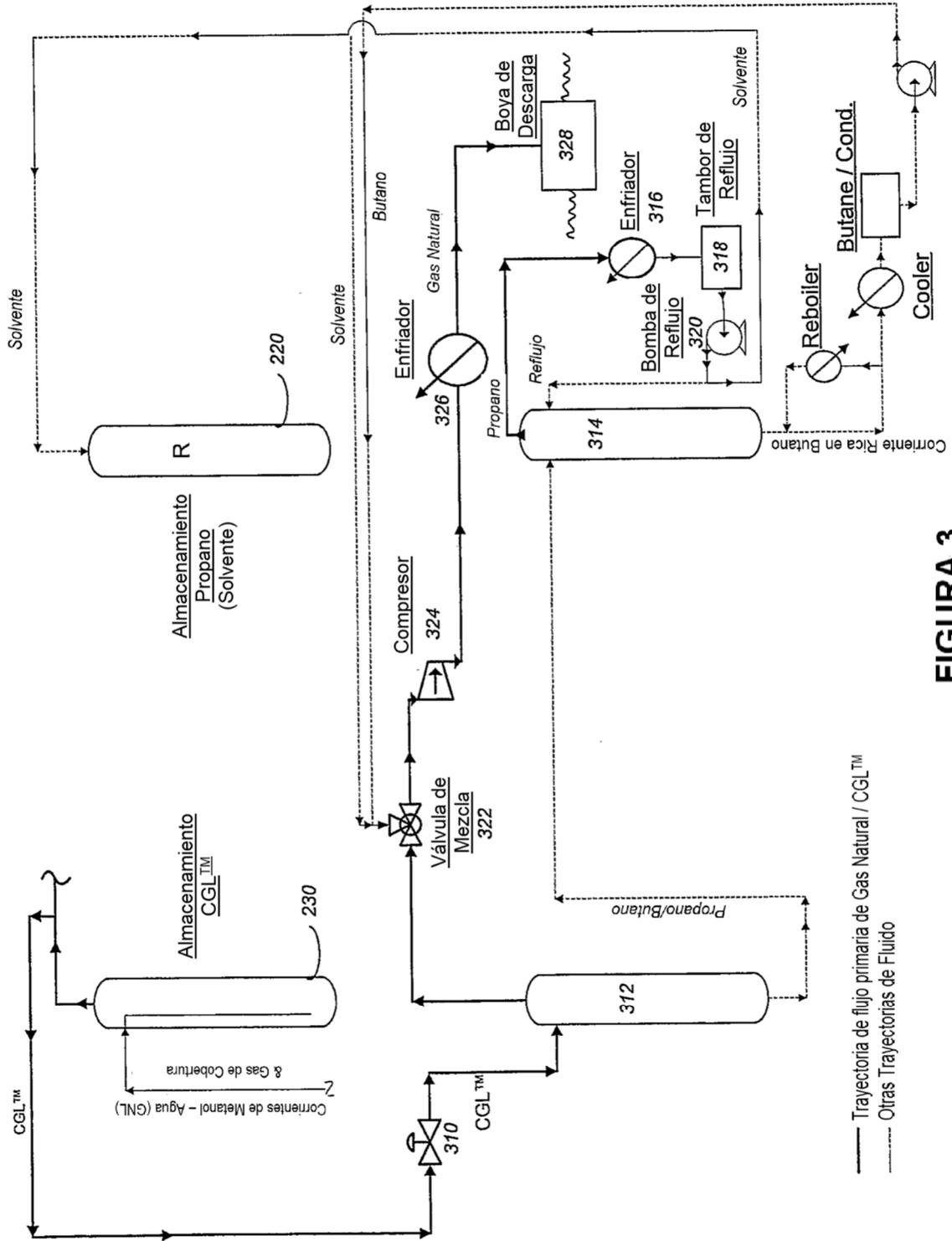


FIGURA 3

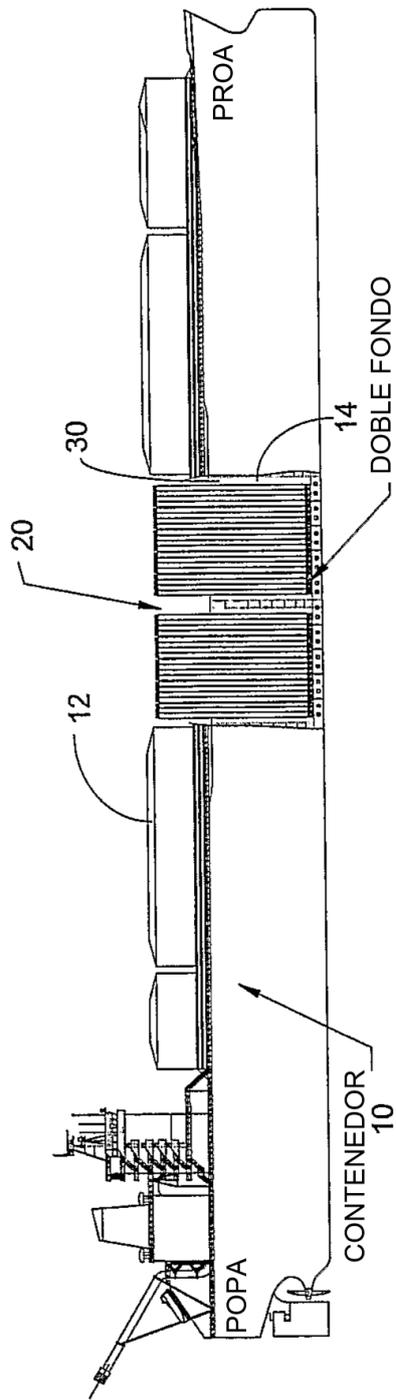
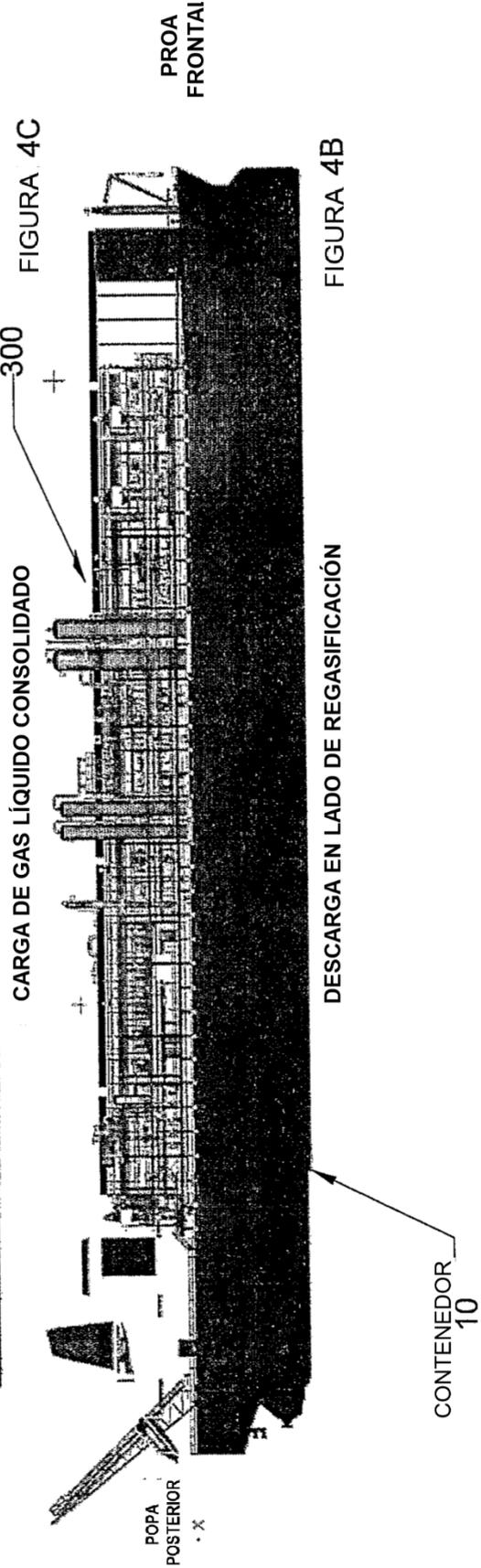
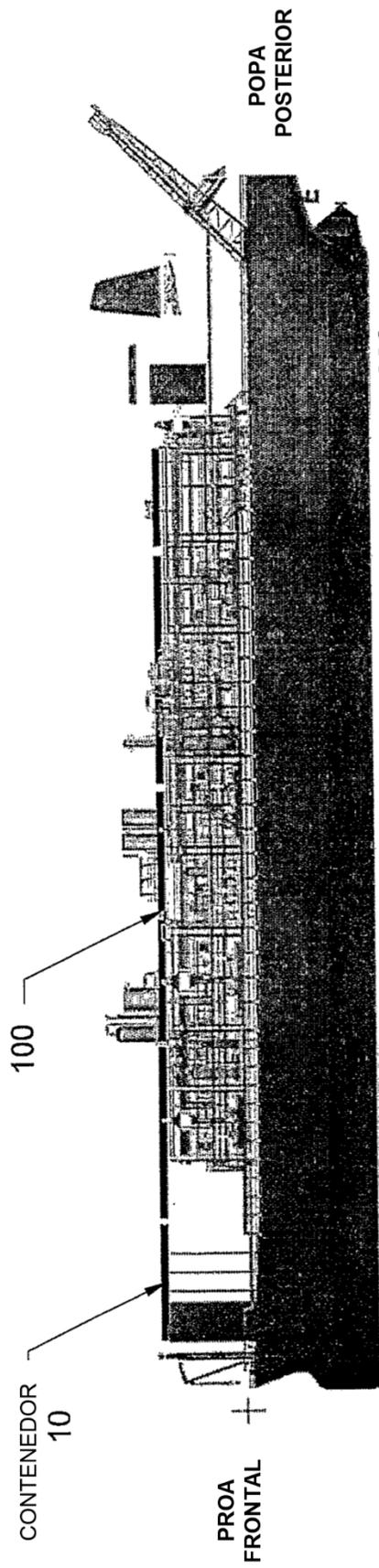


FIGURA 4A



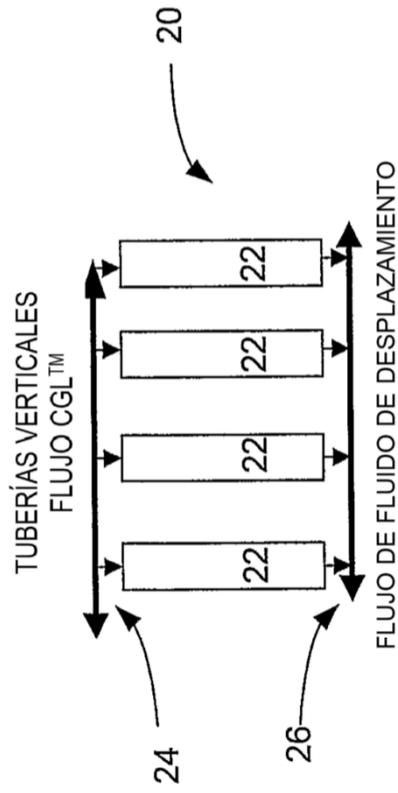


FIGURA 5A

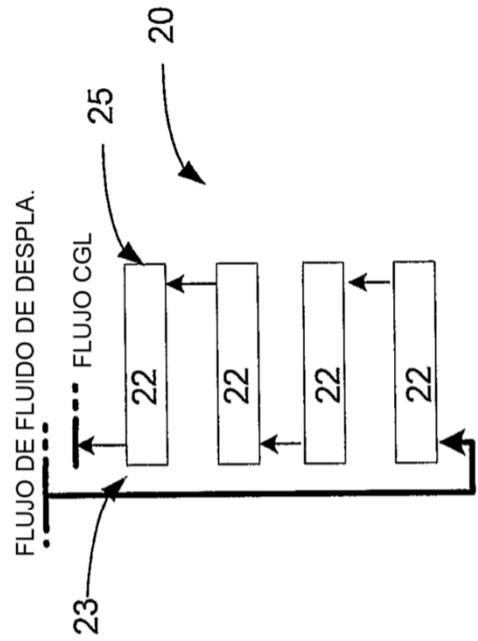


FIGURA 5C

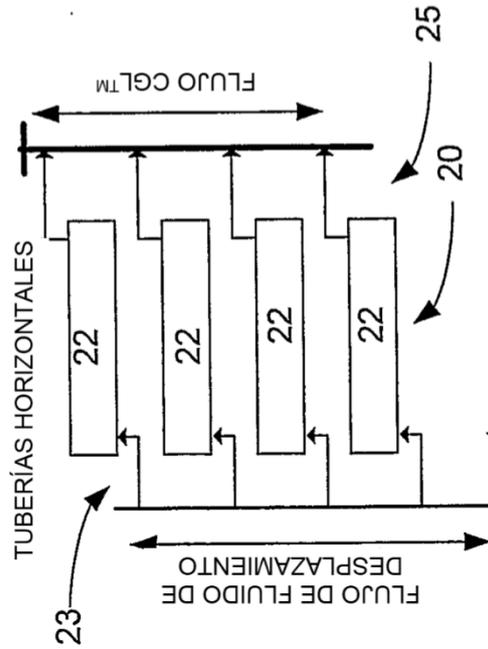


FIGURA 5B