



República Federativa do Brasil
Ministério da Indústria, Comércio Exterior
e Serviços
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(11) PI 0612644-8 B1

(22) Data do Depósito: 07/07/2006

(45) Data de Concessão: 26/06/2018



(54) Título: MÉTODO DE TRANSPORTE DE CARGA E ARMAZENAMENTO DE GÁS EM UM MEIO LÍQUIDO

(51) Int.Cl.: F17C 7/04; F17C 11/00

(30) Prioridade Unionista: 08/07/2005 US 60/697,810

(73) Titular(es): SEAONE MARITIME CORP.

(72) Inventor(es): MICHAEL J. MULVANY; TOLULOPE OKIKIOLU; BRUCE HALL

"MÉTODO DE TRANSPORTE DE CARGA E ARMAZENAMENTO DE
GÁS EM UM MEIO LÍQUIDO"

Campo da Invenção

A invenção refere-se geralmente ao armazenamento e
5 transporte de gás natural ou produzido ou outros gases, e
especificamente para a manipulação de carga de gás natural,
hidrocarboneto de fase de vapor, ou outros gases em um meio
líquido; e sua segregação em uma fase gasosa para distribui-
ção no armazenamento ou em oleodutos de transmissão de gás.
10 Como descrito aqui, a presente invenção é particularmente
aplicável a instalação de navio ou barcaça para transporte
marinho e ao processamento de gás bordo, porém é igualmente
aplicável a modos terrestres de transporte tal como trilho,
caminhão e sistemas de armazenamento terra para gás natural.

15 Antecedente da Invenção

O gás natural é predominantemente transportado e
manipulado através de oleoduto como um médio gasoso ou na
forma de Gás Natural Líquido (LNG) em navios ou instalações
de aplainação de pico. Muitas reservas de gás são remota-
20 mente localizadas com respeito aos mercados, e de um tamanho
menor do que os níveis de produto recuperável suposto econo-
micamente compensadores para ser levar ao mercado por oleo-
duto ou navios de Gás natural Liquefeito (LNG).

A comercialização lenta de remeça de Gás natural
25 Comprimido (CNG) oferecendo recipiente volumétrico de gás
natural até a metade da relação 600 a 1 oferecida por LNG
mostrou a necessidade de um método que fosse complementar a
ambos este sistemas acima mencionado. O método descrito a-

qui é pretendido a atender a necessidade existente entre estes dois sistemas.

A intensidade de energia dos sistemas LNG tipicamente requer 10 a 14% do teor de energia de gás produzido pelo tempo que o produto é liberado para o centro comercial. CNG tem requerimentos energia ainda mais elevados associados com condicionamento de gás, calor da compressão do gás, seu resfriamento e evacuação subsequente de recipientes de transporte. Como esboçado no Pedido da Patente U.S No. 10 10/928.757 ("o pedido '757), depositado em 26 de agosto de 2004, que está incorporado por referência a manipulação de gás natural em uma matriz liquefeita como um meio líquido (referido como mistura de gás Compressed Gas Liquid™ (CGL™)) sem recorrer as condições criogênicas tem suas vantagens neste nicho mercado. Tanto na compressão de gás para 15 uma fase líquida para condições de armazenamento, quanto no deslocamento de 100% da mistura de gás CGL™ durante o descarregamento de sistemas de transporte, existe vantagens de demanda de energia distintas no processo CGL™.

20 A demanda de energia do processo CGL™ para atender as condições de armazenamento de 9652,65kPa às -40°C é um requerimento moderado. As pressões mais elevadas necessárias para valores efetivos de CNG (12410,56 kPa a 24821,12 kPa) a -51,11°C até -28,8°C, e as temperaturas criogênicas 25 substancialmente inferiores para LNG (-162,22°C) deram origem às maiores demandas de energia para os processos de CNG e LNG.

Desse modo é desejável fornecer sistemas e métodos

que facilitem o armazenamento e transporte de gás natural ou produzido com demandas de energia inferiores.

Sumário

A presente invenção esta direcionada a um meio
5 montado em recipiente de transporte marinho, tal como um navio ou barçaça, para carregar uma corrente de gás de produção, separar os hidrocarbonetos mais pesados, comprimir o gás, resfriando o gás, secar o gás com um dessecante líquido ou sólido, misturar o gás com um solvente ou veículo líquido,
10 do, e então resfriar a mistura para condições de processamento, armazenamento e transporte. Após transportar o produto para o seu destino, uma serie de processamento de hidrocarboneto e método de deslocamento líquido são fornecidos para descarregar o líquido do oleoduto e sistema de armazenamento, separar o veículo de líquido, e transferir a corrente de gás para a supervisão de tipicamente um sistema de transmissão ou armazenamento de suporte.

Em uma modalidade preferida, um navio ou barçaça alto contido inclui um sistema de processamento armazenamen-
20 to e transporte que convertem gás natural, ou hidrocarboneto de fase de vapor em um meio liquefeito empregando uma mistura de solvente líquida de Etano, Propano, e Butano, a composição e volume na qual é especificamente determinado de acordo com as condições de serviço e limites de eficiência do
25 solvente particular, como indicado no pedido '757. A serie de processo é também legado para descarregar o produto de gás natural ou hidrocarboneto de fase de vapor do sistema de oleoduto montado do navio, segregar e armazenar o solvente

líquido para reutilização com o próximo carregamento.

O método descrito aqui não é limitado a instalação de navio e é adequado para outras formas de transporte com ou sem a serie de processo instalada no meio de transporte.

5 A aplicação é particularmente adequada para o aperfeiçoamento de navios-tanque existentes ou para uso com navios recentemente construídos.

A seqüência de carregamento preferivelmente começa com um gás de produção ou natural fluindo de uma fonte de
10 submarinho, FPSO, plataforma esteira ou oleoduto com base em na costa através de um oleoduto de carregamento conectado diretamente ou indiretamente ao navio através de uma doca de bóia ou de ancoradouro. O gás flui de através de um tubo para um separador de gás dois ou três de fase para remover
15 água livre e hidrocarbonetos pesados da corrente de gás.

A serie de processo condiciona a corrente de gás para remoção de qualquer componente indesejável bem como hidrocarboneto pesado em um purificador. O gás é então comprimido, resfriado e purificado a pressão de armazenamento
20 líquida preferivelmente a cerca de 7584,23 kPa a 9652,65 kPa. O gás é então secado empregando um dessecante líquido ou sólido, por exemplo, uma mistura de água-metanol ou peneira molecular, para inibidor de hidrato e é então misturado com um solvente antes de entra uma câmara de mistura. A
25 corrente de mistura de solvente líquido-gás resultante é então resfriada através de um sistema de refrigeração em temperatura de armazenamento de cerca de -40°C.

A desidratação do gás é realizada para prevenir a

formação de hidrato de gás. Ao sair do refrigerador de gás, o hidrocarboneto e solução aquosa são separados para remover os componentes da fase aquosos e a corrente de mistura de solvente líquido-gás agora seca é carregada para dentro de um sistema de tubo de armazenamento em condições de armazenamento.

O produto armazenado é mantido em bancos de tubos em enfeixes, interconectados através de tubos de uma tal maneira que os teores de cada banco possa ser seletivamente isolado ou re-circulados através de um sistema de tubo amarrado que sucessivamente é conectado ao um sistema de refrigeração para manter a temperatura de armazenamento continuamente durante o período de trânsito.

A seqüência de descarregamento envolve o deslocamento dos teores do sistema de tubo por uma mistura de metanol-água. A pressão da mistura de solvente líquido-gás armazenada é reduzida para região de cerca de 2757,90 kPa antes da sua entrada, como um corrente de hidrocarboneto de duas fases, para uma torre de desetanizadora. Uma mistura composta predominantemente de gás de metano e etano emerge do topo da torre para ser comprimida e resfriada para temperatura e pressão de especificação do oleoduto de transmissão na linha de descarregamento. Da base da torre desetanizadora flui uma corrente composta predominantemente de propano e componentes mais pesados que são alimentados por uma torre despropanizadora.

A partir do topo deste recipiente, uma corrente de propano é realimentada em armazenamento pronto para o próxi-

mo carregamento de gás, ao mesmo tempo em que da base da torre uma corrente rica de butano é bombeada de volta na corrente de metano/etano fluindo na linha de carregamento para levar o valor de aquecimento de gás de volta igualar
5 com aquele da corrente de produção originalmente descarregada. Este processo também tem a capacidade de ajustar o valor de BTU da corrente de gás a venda para atender aos requerimentos do valor de BTU do cliente.

Outros sistemas, métodos, características e vantagens da invenção serão ou se tornarão evidentes para alguém
10 com experiência na técnica no exame das seguintes figuras e descrição detalhada.

Breve Descrição das Figuras

Os detalhes da invenção, incluindo fabricação, estrutura e operação, podem ser colhidos em parte pelo estudo
15 das figuras acompanhantes, nas quais numerais de referência se refere a outras partes. Os componentes nas figuras não são necessariamente para graduar, ênfase ao invés de serem colocados sob ilustração os princípios da invenção. Além
20 disso, todas as ilustrações são pretendidas a transferir conceitos, onde os tamanhos, formas, e outros atributos detalhados relativos pode ser ilustrado esquematicamente ao invés de literalmente ou precisamente.

Figura 1 é um diagrama do processo que descreve o
25 processo de carregamento da presente invenção.

Figura 2 é um diagrama do processo que descreve o processo de deslocamento entre os bancos de tubos sucessivos.

Figura 3 é um diagrama do processo que descreve o processo de descarregamento da presente invenção.

Figura 4A é uma vista lateral de um navio-tanque equipado com um sistema integrado da presente invenção.

5 Figura 4B e 4C são vistas laterais do navio-tanque mostrando os sistemas de carregamento e descarregando montados no convés.

Figure 5A é um esquemático amostrando bancos de tubos verticalmente dispostos.

10 Figura 5B é um esquemático amostrando bancos de tubo horizontalmente dispostos.

Figure 5C é outro esquemático amostrando bancos de tubo horizontalmente dispostos.

Descrição da Modalidade Preferida

15 Os detalhes da presente invenção são descritos abaixo em conjunção com as figuras acompanhantes, que são esquemáticas somente e não para graduar. Para propósitos exemplares somente, a seguinte descrição foca em uso marinho ou navio. Entretanto, alguém de experiência ordinária na
20 técnica facilmente reconhecerá que a presente invenção não esta limitada a como descrito aqui para uso de navio ou para transporte marinho, porém é igualmente aplicável para modos terrestres tal como trilhos, caminhões e sistemas de armazenamento de terra para gás natural.

25 Em modalidades preferidas, pressões de armazenamento são ajustadas em níveis abaixo de 15823,72 kPa e temperaturas ajustadas tão baixo quanto -62,22°C. Estas pressões e temperatura preferidas, as densidades de armazenamen-

to efetivas para gás natural ou produzido em uma matriz líquida vantajosamente excedem aquela de CNG. Para demanda de energia reduzida, a pressão e a temperatura preferidas de armazenamento são preferivelmente em uma faixa de cerca de 5 9652,65 kPa e preferivelmente em uma faixa a cerca de -40°C .

Como descrito na Figura 4A, um sistema de oleoduto amarrado 20, que está localizado nos compartimentos de carga 30 de um navio-tanque 10, é empregado para conter a mistura de gás natural ou produção liquefeita. O sistema de oleoduto 10 20 é contido em um porão de carga isolado 30 do navio ou navio-tanque 10. O porão de carga 30 é revestido com uma tampa isolada 12 mantendo uma atmosfera inerte esfriada 14 que envolver o sistema de oleoduto 20. Em uma modalidade preferida, como descrito na Figuras 4B e 4C, o equipamento 15 de processo de carregamento 100 e o equipamento de processo de descarregamento e fracionamento, separação são montados no convés lateral do navio-tanque 10 para fornece um sistema integrado.

O sistema de oleoduto 20, como descrito na Figura 20 2B, é designado com bancos de tubo ou tubos verticalmente orientados 22 que são designados para serem servirem do topo 24 ou da base 26 do lado dos tubos 22. Os tubos 22, que podem ser com saia ou sem saia, preferivelmente incluir hardware montado borda 24 ou lado de base 26 para uso maximizado 25 do espaço em colocação vertical. Os tubos de detenção 22 do sistema de oleoduto 20 também preferivelmente incluir bases livres de ajuste e abertura para minimizar corrosão e necessidade de inspeção nos porão de carga firmemente embalados.

A introdução e extração de uma mistura de gás preferivelmente através de uma conexão de tubo montada de tampa para o nível superior dos tubos 22, e um cano de tubo de imersão montado de tampa (ferrão) alcançando próximo a base dos tubos 22 para servir o nível mais baixo da seção de tubo. Isto é feito a fim de que a atividade de deslocamento fluido no tubo preferivelmente tenha um produto de densidade superior introduzido do nível mais baixo e produto de densidade mais leve removido do nível superior. O tubo de imersão vertical é preferivelmente utilizado para os processos de carregamento, deslocamento e circulação.

Voltando as Figuras 5B e 5C, sistemas de oleoduto alternativo 20 são fornecidos onde os tubos ou banco de tubo 22 são orientados horizontalmente. Como descrito na Figura 5B, os fluidos e gases fluem em uma primeira extremidade 23 e saem de uma segunda 25. Na modalidade descrita na Figura 5C, os fluidos e gases fluem em uma forma de serpentina através dos canos ou banco de canos 22 alternando entrada e saída entre a primeira e a segunda extremidade 23 e 25.

Referindo-se a Figurar 1, o processo de carregamento 100 da presente invenção é descrito. A corrente de produção de campo é coletada através de um oleoduto através de uma bóia de carregamento 110 sobre a qual o navio fica preso. Esta bóia 110 esta conectada ao navio ancorado através de amarras as quais estão fixas aos oleodutos flexíveis. A corrente de gás flui para um separador de entrada montado no convés 112, por meio do qual a água produzida e hidrocarbonetos pesados são separados e enviados para locais dife-

rentes. O gás de carga flui para a um sistema compressor 114, se necessário. A água produzida flui do separador 112 para uma unidade de tratamento de água produzida 116, que limpa a água para os padrões ambientais requeridos. O condensado flui do separador 112 para a corrente de gás comprimido. É possível a armazenar o condensado separadamente em tanque de armazenamento 118 ou é re-injetado no sistema de gás comprimido.

O sistema compressor 114 (se requerido) aumenta a pressão do gás para os requerimentos de condição de armazenamento que são preferivelmente cerca de 9658,65 kPa e -40°C. O gás comprimido é resfriado em refrigerador 120 e purificado em um purificador 122, e então enviado para uma câmara de mistura 124. O condensado que desce do purificador 122 está direcionado para o armazenamento de condensado 118.

Na câmara mistura 124 a corrente de gás é combinada com volumes medidos de um solvente de líquido com base em gás natural (NGL) de acordo com os parâmetros apresentado no Pedido '757, resultando em uma mistura de gás-solvente líquido referida aqui como uma mistura de gás Compressed Gas Liquid™ (CGL™). De acordo os parâmetros de armazenamento preferidos, a mistura de gás CGL™ é armazenada a pressões em uma faixa entre cerca de 7584,23 kPa a cerca de 14823,72 kPa, e a temperaturas preferivelmente em uma faixa entre cerca de -28,88°C a cerca de -117,77°C, e mais preferivelmente em uma faixa entre cerca de -40°C a cerca de -62,22°C. Na formação da mistura de gás CGL™, o gás natural ou produ-

zido é combinado com o solvente líquido, preferivelmente etano, propano ou butano líquido, ou combinações destes, às seguintes concentrações em peso: etano preferivelmente a cerca de 25% mol e preferivelmente na faixa entre cerca de 15% mol a cerca de 30% mol; propano preferivelmente a cerca de 20% mol e preferivelmente em uma faixa entre cerca de 15% mol a cerca de 25% mol; ou butano preferivelmente a cerca de 15% mol e preferivelmente em uma faixa entre cerca de 10% mol a cerca de 30% mol; ou uma combinação de etano, propano e/ou butano, ou propano e butano em uma faixa entre cerca de 10% mol a cerca de 30% mol.

Antes do resfriamento, a mistura de gás CGLTM é preferivelmente desidratada com um dessecante de metanol-água ou sólido (por exemplo, peneira molecular) para prevenir hidratos de formação no sistema de oleoduto 130. O aditivo de solvente NGL fornece o ambiente para maior densidade efetiva do gás no armazenamento e o processo dessecante fornece o controle de desidratação do produto de armazenamento.

A mistura de gás metanol/solvente/agora seca é então passado através de um refrigerador 142 que é parte de um sistema de refrigeração 140, que compreende um compressor 144, um refrigerador 146, um acumulador 148 e uma válvula Joule Thompson 149, e emerge como uma corrente de líquido de uma ou duas fases. Esta corrente então flui através de um separador 128 para remover a fase aquosa da fase de hidrocarboneto. A fase aquosa é retornada para regeneração de metanol e sistema de armazenamento 126. A fase de hidrocarboneto fluir para o cabeçote principal 130 e em sob sub-

cabeçotes que alimentam os canos localizados no topo dos feixes verticais nos tubos de distribuição de armazenamento tubos 132. Para armazenar a mistura de gás CGL™, ela é preferivelmente introduzida em um feixe de recipiente ou tubo de armazenamento pressurizado 132 que preferivelmente contém um mistura metanol - água para prevenir vaporização da mistura de gás CGL™.

A introdução da mistura de gás CGL™ em uma seção de feixe de recipiente ou tubo 132 é feita preferivelmente por meio de um ferrão vertical, entrada vertical ou linha de saída funcionado da conexão de sub-cabeçote para o tubo acima da tampa 133 do tubo 132 para a base 135 do tubo 132. o tubo 132 é carregado, deslocando uma mistura de metanol- água controlada por pressão no tubo 132, até que um dispositivo de controle de nível montado no cano detecte a mistura de gás CGL™ e cause o fechamento da válvula de entrada. Quando a válvula de fechamento de entrada fecha, o fluxo da mistura de gás CGL™ é desviado para carrega o próximo feixe de tubos ou recipientes nos quais o metanol - água tem sido transportado.

Durante a parte de trânsito do ciclo, a mistura de gás CGL™ tende a ganhar algum calor e sua temperatura aumenta ligeiramente como resultado. Quando as temperaturas mais elevadas são sentidas por dispositivos de sensibilização a temperatura nos canos de topo, os feixes de oleoduto rotineiramente têm seus teores circulados através de uma bomba de recirculação 138 das saídas montadas no topo através de uma unidade de refrigeração de recirculação de peque-

na 136, que mantém a temperatura baixa da mistura de gás CGL™. Uma vez que a temperatura da mistura de gás CGL™ alcança uma temperatura de oleoduto preferida, a mistura de gás CGL™ resfriada é circulada para outros feixes de oleoduto e desloca a mistura de gás CGL™ mais quente dentro destes feixes.

Um processo de descarregamento, onde a mistura de gás CGL™ é deslocada dos tubos ou feixes de recipiente e o gás natural ou produzido é segregado e descarregado para um oleoduto comercial, é ilustrado nas Figuras 2 e 3. A mistura de gás CGL™ armazenada é deslocada do sistema de oleoduto 220 empregando uma mistura de metanol-água armazenada em um sistema de armazenamento 210. Esta mistura de metanol-água é bombeada através de bomba circulante 240 através de parte do processo para obter temperaturas de oleoduto. Como mostrado na etapa 1 na Figura 2, a mistura de metanol-água fria desloca a mistura de gás CGL™ de um ou um grupo de feixe de tubo 222, por exemplo banco 1, para as instalações de descarga mostradas na Figura 3. Como mostrado na etapa 2, quando a mistura de metanol-água perde pressão através do sistema 220, é retorna para às bombas de circulação 240 para aumentar sua pressão. A mistura de metanol-água de pressão mais elevada é então transportada para o uso no próximo grupo de feixe de tubo 222, por exemplo banco 2. O deslocamento CGL™ é obtido por redução de pressão da passagem de fluido deslocada através de uma válvula de redução de pressão 310 (Figura 3).

Como mostrado na etapa 2, a mistura de metanol-

água sucessivamente é reduzida em pressão e é deslocada do sistema de oleoduto 220 empregando um gás inerte (cobertor) tal como nitrogênio. Como mostrado na etapa 3, a mistura de metanol-água é purgada dos feixes de tubo 222 e o gás cobertor permanece nos feixes de tubo 222 para voyage de retorno.

Voltando a Figura 3, de acordo com o processo de descarregamento 300, que inclui os processos de separação e fracionamento, a mistura de gás CGLTM deslocada flui do sistema de oleoduto 230 para uma estação de controle de pressão 310, preferivelmente uma válvula de Joule Thompson onde é reduzida na pressão. Uma mistura de duas fases de hidrocarboneto leve flui para o desetanizador 312 sobre o qual uma corrente suspensa consistindo predominantemente de metano e etano é separada dos componentes do cabeçote, isto é, propano, butanos e outros componentes mais pesados.

A corrente de líquido mais pesado saindo da base desetanizador 312 flui para um despropanizador 314. O despropanizador 314 separa a fração de propano da fração de hidrocarboneto mais pesado e butano. A fração de propano flui suspensa e é condensada em um refrigerador 316 e alimentada em um tambor de refluxo 318. Parte da corrente condensada é realimentada do tambor de refluxo 318 para a coluna do despropanizador 314 como refluxo e o equilíbrio da corrente de propano flui para o sistema de oleoduto como solvente e é armazenado no sistema de armazenamento de solvente 220 para reutilização com a próxima batelada de gás natural ou produzido a ser armazenado e transportado. Como mostrado na etapa 3 da Figura 2, as bateladas de transporte de reser-

va de solvente NGL e mistura de metanol-água permanecem em grupos separados de feixe de tubo para uso com a próxima carga de gás natural ou produzido a ser armazenado e transportado.

5 O fluxo de metano-etano de gás do desetanizador 312 é passado através de uma série de trocadores de calor (não mostrado) onde a temperatura da corrente de gás é aumentada. A pressão do fluxo de metano/etano de gás é então aumentada passando-se o gás através de um compressor 324 (se
10 necessário) e a temperatura de descarga do fluxo de metano/etano de gás é então reduzida fluindo-se através de um refrigerador 326.

A corrente rica de butano deixando a base despropanizador 314 passa através de um refrigerador 332 onde é
15 resfriada em condições ambientes e em seguida flui para um tanque de armazenamento de condensado 334.

A corrente lateral da corrente rica em butano passa através de uma caldeira de recozimento 330 e então volta para dentro da corrente rica em butano. A mistura de condensado de butano é então bombeada através de uma bomba 336
20 para válvula de mistura 322 e é unida com uma corrente lateral de solvente para ajuste de BTU e finalmente misturada com a corrente metano-etano. O teor de calor bruto da mistura de gás pode preferivelmente ser ajustado para uma faixa
25 entre 950 e 1260 BTU por 1000 pés cúbicos de gás.

O gás de descarregado está pronto para atender as condições de distribuição para descarregamento para um oleoduto flexível recipiente que pode está conectado a uma bóia

A bóia 328 é sucessivamente conectada a um oleoduto de liberação de continente e instalações de armazenamento.

Na especificação anterior, a invenção foi descrita com referência as modalidades específicas desta. Entretanto, será evidente que várias modificações podem ser feitas a esta sem afasta-se do espírito e escopo da invenção. As características e processos conhecidos por aquele versados na técnica podem ser adicionados ou subtraídos como desejado. Conseqüentemente, a invenção não deve ser restrita exceto levando em consideração as reivindicações anexas e seus equivalentes.

REIVINDICAÇÕES

1. Sistema integrado para armazenamento de carga e transporte de gás, **CARACTERIZADO** pelo fato de que compreende um sistema de mistura e carregamento adaptado para misturar
5 um gás com um solvente líquido para formar uma mistura de gás solvente em uma forma de meio líquido,

um sistema de contenção adaptado para armazenar a mistura de gás-solvente em temperaturas e pressões de armazenamento associadas com densidades de armazenamento para a
10 mistura de gás-solvente que excede as densidades de armazenamento de CNG para as mesmas temperaturas e pressões de armazenamento, e

um sistema de separação, fracionamento e descarregamento para separar o gás da mistura de gás-solvente.

15 2. Sistema, de acordo com a reivindicação 1, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o sistema de carregamento e mistura, sistema de contenção, e sistema de separação, fracionamento e descarregamento são instalados em um recipiente de transporte.

20 3. Sistema, de acordo com a reivindicação 2, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o recipiente de transporte é um recipiente de transporte com base marinha.

4. Sistema, de acordo com a reivindicação 3, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o recipiente de transporte é
25 um recipiente de transporte com base terrestre.

5. Sistema, de acordo com a reivindicação 1, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o sistema de contenção compreende um sistema de contenção de oleoduto amarrado com

instalações de recirculação para manter a temperatura e a pressão.

6. Sistema, de acordo com a reivindicação 5, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o sistema de oleoduto amarrado compreende um sistema de tubos horizontalmente aninhados.

7. Sistema, de acordo com a reivindicação 6, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o sistema de tubos horizontalmente aninhados é configurado para padrão de fluxo de fluido de serpentina entre os tubos adjacentes.

8. Sistema, de acordo com a reivindicação 5, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o sistema de oleoduto amarrado compreende um sistema de tubos verticalmente aninhados equipado com tubos de imersão verticais para uma função de carregamento, deslocamento, e circulação integrada.

9. Sistema, de acordo com a reivindicação 8, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o sistema de tubos verticalmente aninhados inclui hardware montado no topo ou base.

10. Sistema, de acordo com a reivindicação 5, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o sistema de oleoduto amarrado inclui base de tubo livre de ajuste e abertura.

11. Sistema, de acordo com a reivindicação 1, **CARACTERIZADO** pelo fato de que adicionalmente compreende um meio de desidratação para desidratar o gás antes do armazenamento.

12. Sistema, de acordo com a reivindicação 11, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o sistema de carregamento inclui um meio de deslocamento para deslocar a mistura de gás-solvente do sistema de contenção.

13. Sistema, de acordo com a reivindicação 12, **CARACTERIZADO** pelo fato de que os meios de desidratação e deslocamento incluem o uso de mistura de metanol-água como um fluido de desidratação e um fluido de deslocamento.

5 14. Sistema, de acordo com a reivindicação 13, **CARACTERIZADO** pelo fato de que os meios de deslocamento adicionalmente compreendem um meio para purga do fluido de deslocamento empregando um gás inerte.

10 15. Sistema, de acordo com a reivindicação 1, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o sistema de carregamento compreende um meio para ajustar um teor de calor bruto de um gás descarregado.

15 16. Sistema, de acordo com a reivindicação 15, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o teor de calor bruto é ajustável para dentro de uma faixa de cerca de 950 a 1260 BTU por 1000 ft³ de gás (1001,63 kJ a 1328,48 kJ por 28,32 m³ de gás).

17. Método, **CARACTERIZADO** pelo fato de que compreende as etapas de

20 carregar um gás a ser transportado sobre um recipiente de transporte,

 misturar o gás com um solvente líquido para formar uma mistura de gás-solvente em uma forma de meio líquido,

 desidratar o gás,

25 armazenar a mistura de gás-solvente para transporte em um sistema de oleoduto amarrado,

 recircular a mistura de gás-solvente armazenada para manter uma temperatura e pressão pré-determinadas,

separar o gás da mistura de gás-solvente, e
descarregar o gás do recipiente de transporte.

18. Método, de acordo com a reivindicação 17,
CARACTERIZADO pelo fato de que adicionalmente compreende a
5 etapa de transportar um fluido de deslocamento entre os tubos do sistema de oleoduto para deslocar o gás-solvente do sistema de oleoduto para separar e descarregar o gás.

19. Método, de acordo com a reivindicação 17,
CARACTERIZADO pelo fato de que a etapa de armazenamento inclui armazenar a mistura de gás-solvente a temperaturas em
10 uma faixa de cerca de $-28,82^{\circ}\text{C}$ a cerca de $-117,77^{\circ}\text{C}$ e pressões em uma faixa de cerca de 7584,23 kPa a cerca de 14823,72 kPa.

20. Método, de acordo com a reivindicação 17,
15 **CARACTERIZADO** pelo fato de que adicionalmente compreende a etapa de ajustar um teor de calor bruto do gás descarregado.

21. Método, de acordo com a reivindicação 20,
CARACTERIZADO pelo fato de que o teor de calor bruto é ajustável para dentro de uma faixa de cerca de 950 a 1260 BTU
20 por 1000 ft^3 de gás (1001,63 kJ a 1328,48 kJ por $28,32\text{ m}^3$ de gás).

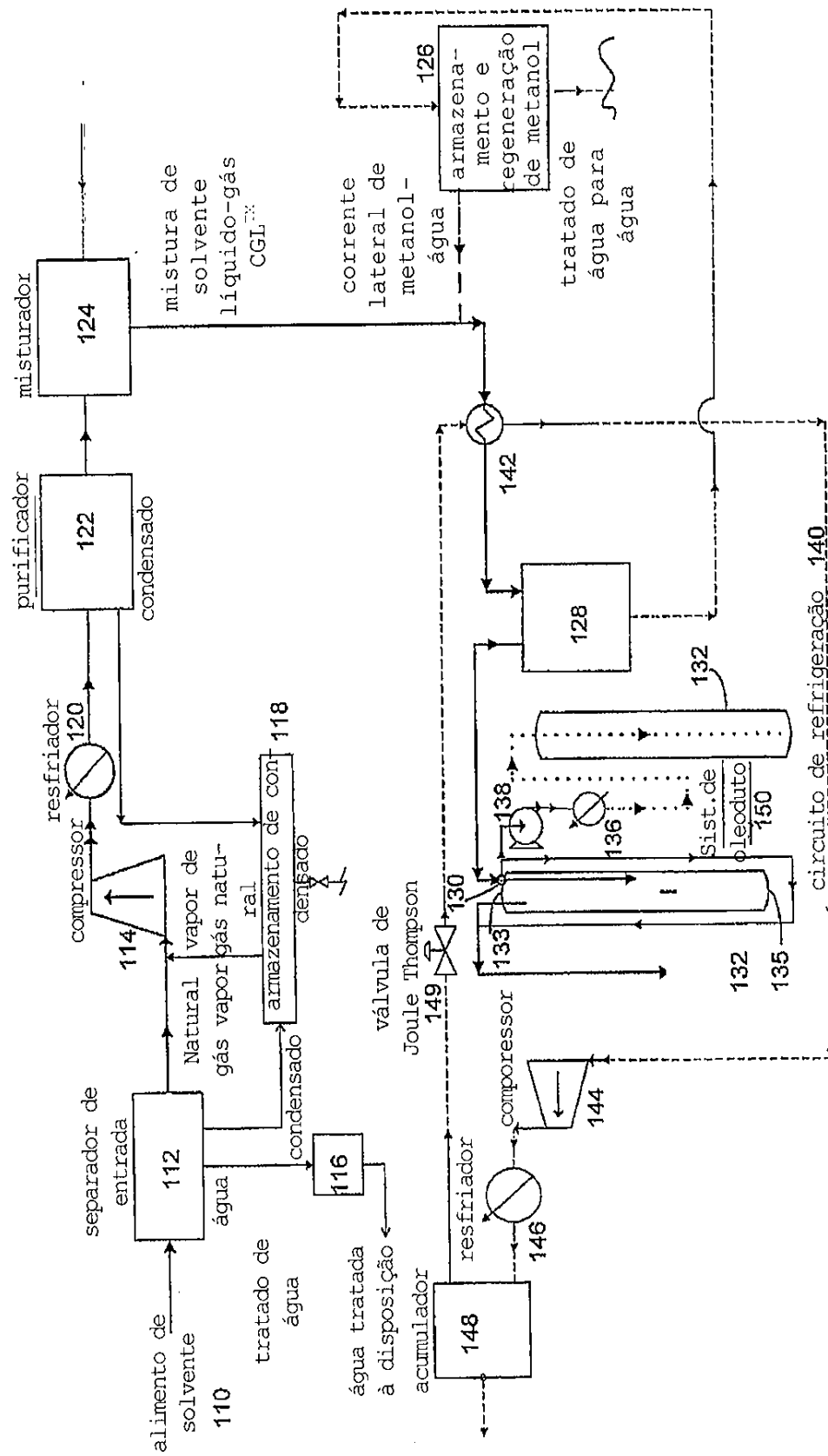


FIG.1

____ via de Gás Natural Primário/Fluído de CGL™

— outras vias de fluido

....via de fluxo reverso para resfriamento de transito

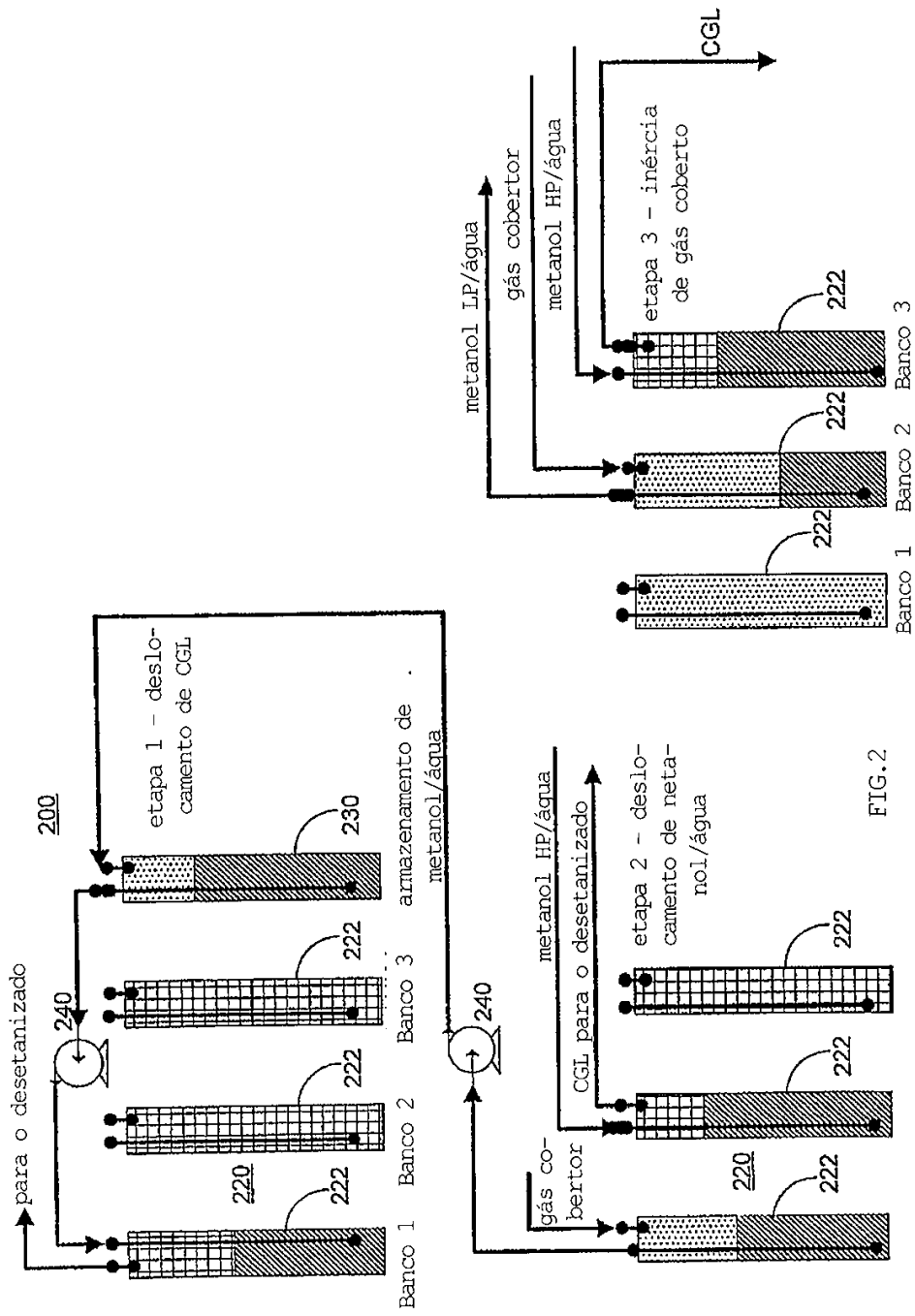
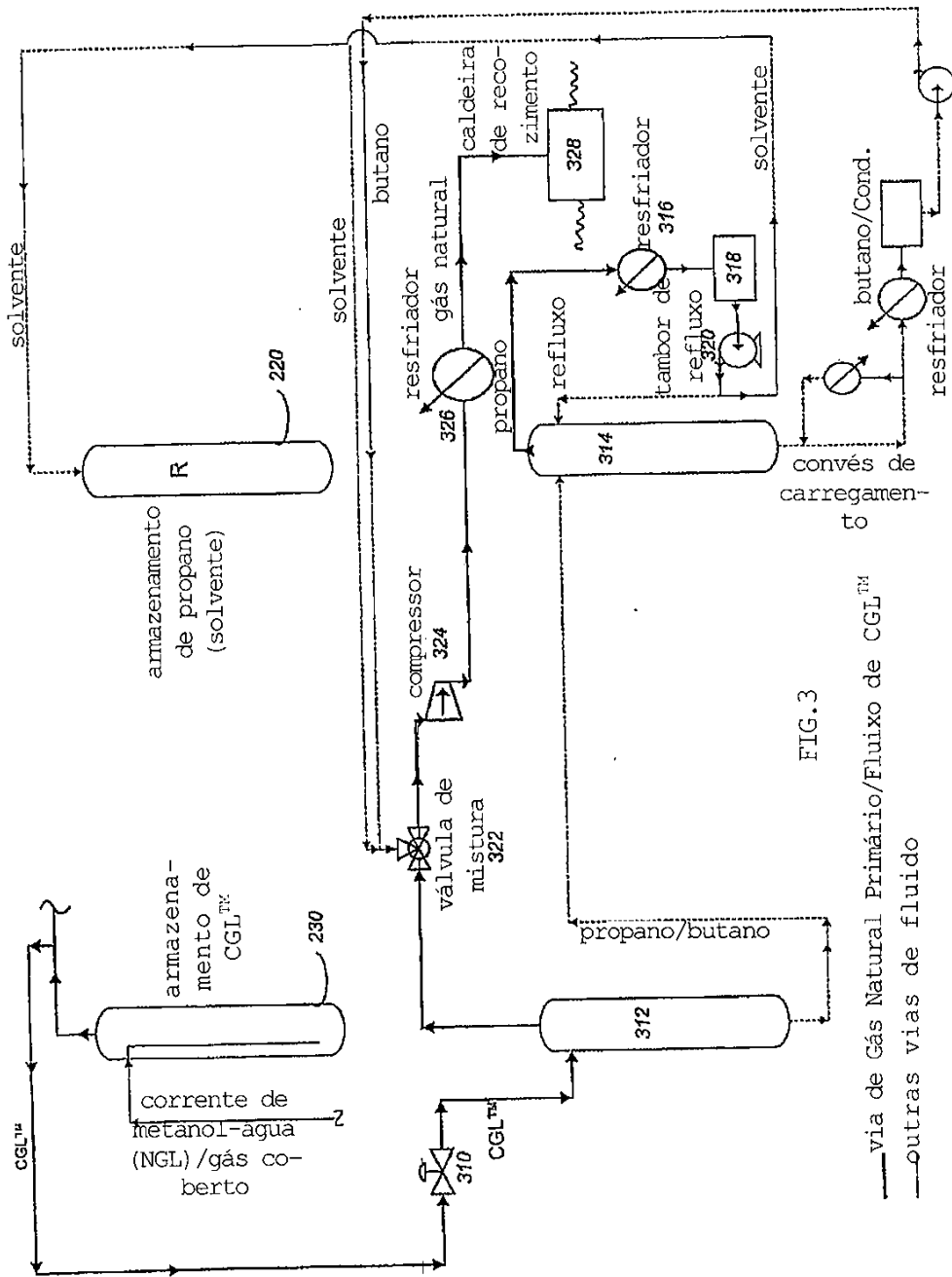


FIG. 2

20



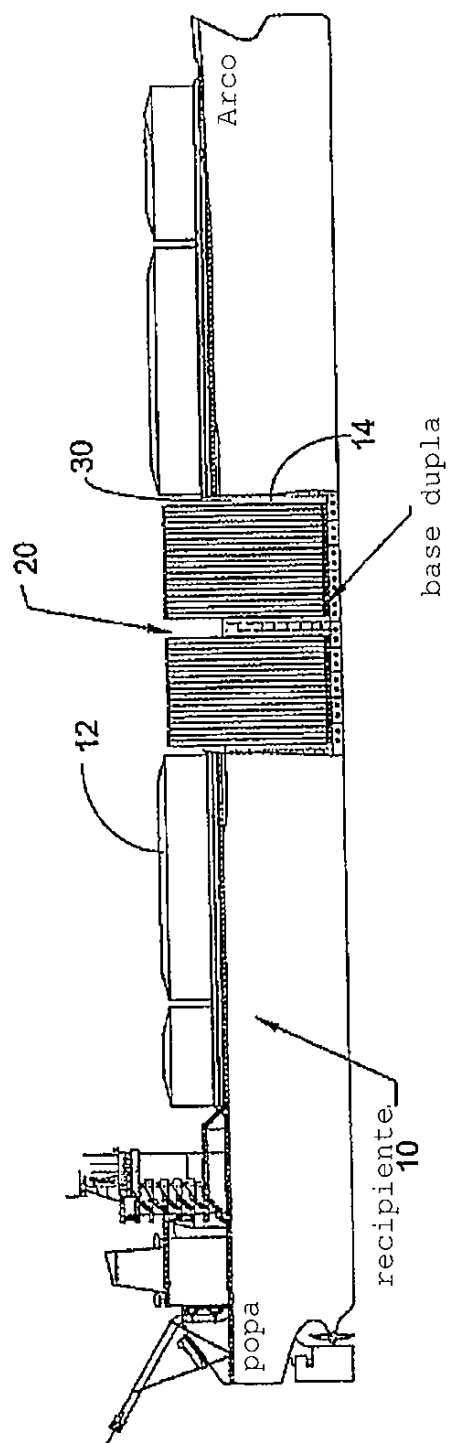


FIG. 4A

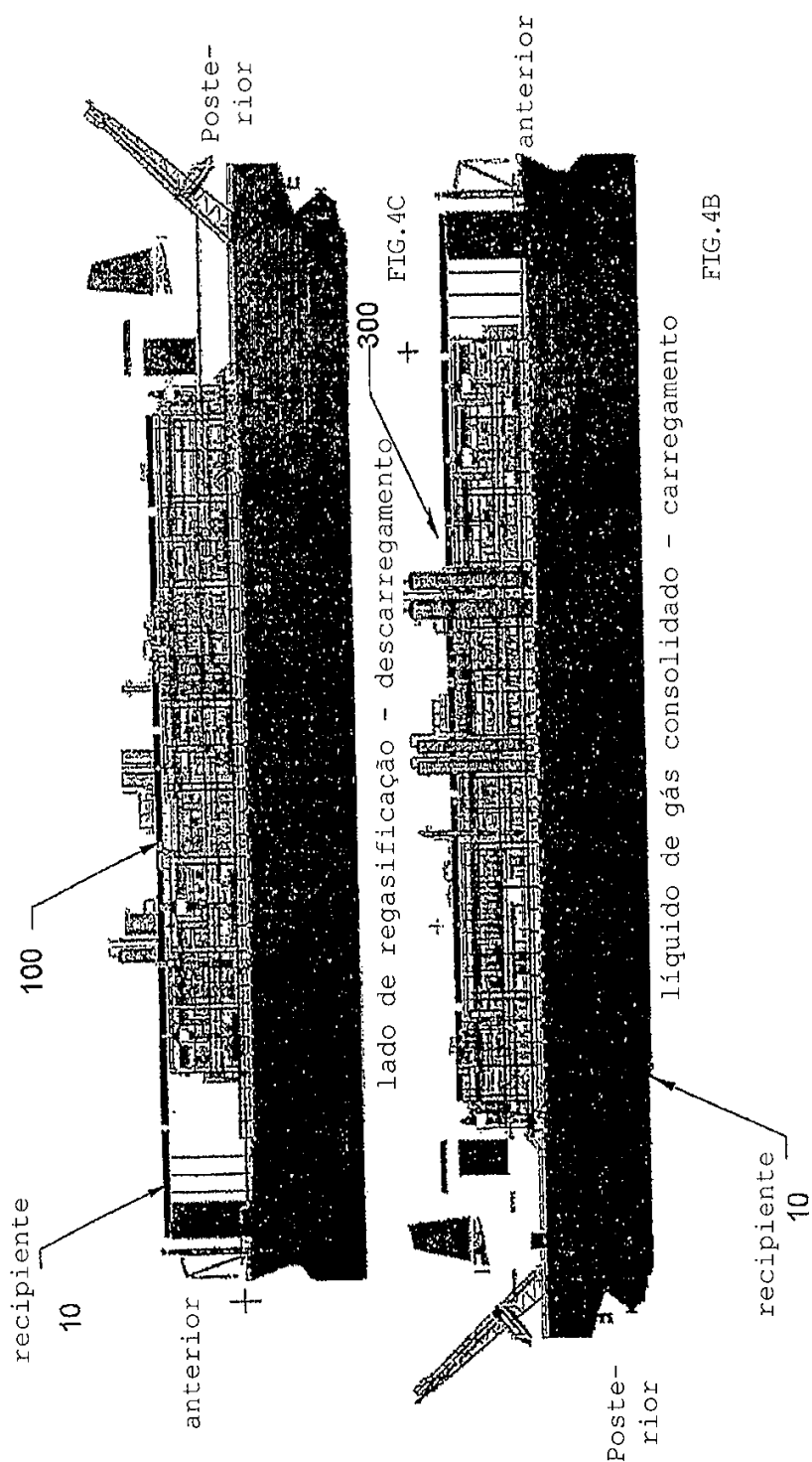


FIG. 4B

32 m

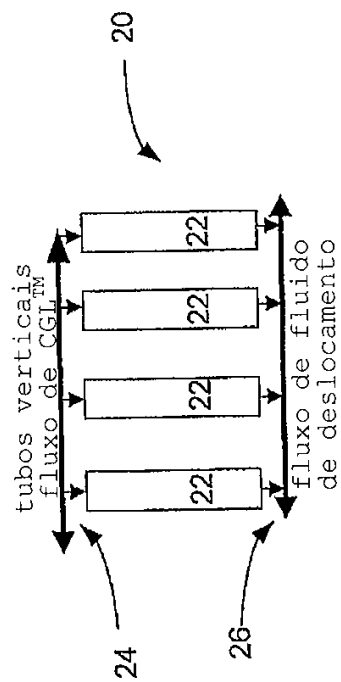


FIG. 5A

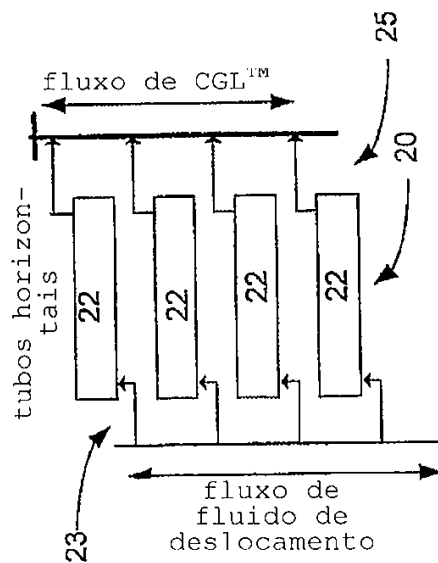


FIG. 5B

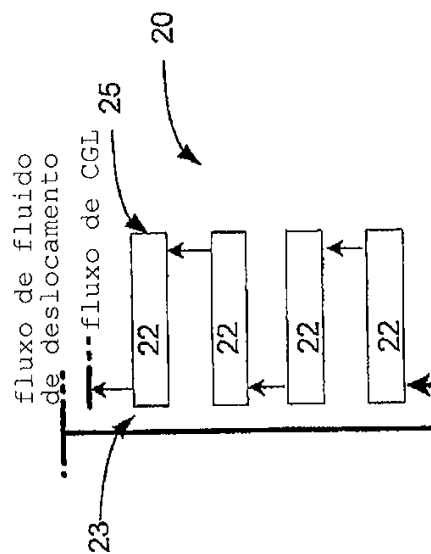


FIG. 5C