



República Federativa do Brasil
Ministério da Economia
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(11) PI 0905870-2 B1



(22) Data do Depósito: 18/06/2009

(45) Data de Concessão: 26/05/2020

(54) Título: SISTEMA E MÉTODO PARA PROCESSAMENTO, ARMAZENAMENTO E TRANSPORTE DE GÁS NATURAL A PARTIR DA FONTE DE FORNECIMENTO PARA O MERCADO

(51) Int.Cl.: B63B 25/08.

(30) Prioridade Unionista: 20/06/2008 US 61/074.502.

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

(72) Inventor(es): IAN MORRIS; TOLULOPE OKIKIOLU; THOMAS RIGOLO; CP WOODRUFF; BRUCE HALL.

(86) Pedido PCT: PCT US2009047858 de 18/06/2009

(87) Publicação PCT: WO 2009/155461 de 23/12/2009

(85) Data do Início da Fase Nacional: 06/05/2010

(57) Resumo: SISTEMA E MÉTODO PARA PROCESSAMENTO, ARMAZENAMENTO E TRANSPORTE DE GÁS NATURAL A PARTIR DA FONTE DE FORNECIMENTO PARA O MERCADO Sistemas e métodos para carregar, processar e condicionar gás de produção bruto, para armazenamento e transporte de produção de uma solução líquida de gás natural retido em um solvente de hidrocarboneto leve, e para a distribuição de gás natural de qualidade de gasoduto ou produtos fracionados para o mercado. Embarcações de transporte utilizam sistemas de contenção à base de tubo para reter os constituintes mais densamente acondicionados da solução líquida do que obtível para gás natural sob as mesmas condições. Sistemas de processo são fornecidos para carregar, transportar e descarregar a solução líquida a partir do sistema de contenção e então descarregar gás natural em estado gasoso. Os sistemas são adaptáveis para armazenamento seletiva e transporte de NGLs para fornecer um pacote de serviço total para o movimento de gás natural e produção de gás associada. O modo de armazenamento é adequado para transporte marítimo e em terra e configurado em forma modular para adequar-se a uma aplicação específica e/ou escala de operação.

“SISTEMA E MÉTODO PARA PROCESSAMENTO, ARMAZENAMENTO E TRANSPORTE DE GÁS NATURAL A PARTIR DA FONTE DE FORNECIMENTO PARA O MERCADO”

CAMPO

[001] As modalidades descritas aqui se referem à coleta de gás natural para transporte de reservas remotas e, mais particularmente a sistemas e métodos que utilizam equipamento de processo e armazenamento modularizado configurado para embarcações de serviço flutuantes, plataformas, e embarcações de transporte para fornecer uma solução total às necessidades específicas de uma cadeia de fornecimento, permitindo que desenvolvimento econômico rápido de reservas remotas seja realizado por um meio não fornecido por sistemas de gás natural líquido (LNG) ou gás natural comprimido (CNG), em particular reservas de um tamanho considerado “encalhado” ou “remoto” pela indústria de gás natural.

INFORMAÇÕES ANTECEDENTES

[002] Gás natural é movido principalmente por gasodutos em terra. Onde é impraticável ou proibitivamente caro mover o produto por gasoduto, sistemas de transporte de LNG forneceram uma solução acima de certo limite de tamanho de reserva. Com a implementação crescentemente cara de sistemas LNG sendo atendida por economias de escala de instalações cada vez maiores, a indústria se distanciou de uma capacidade de atender as reservas menores e mais abundantes. Muitas dessas reservas são remotamente localizadas e não têm sido econômicas de explorar utilizando sistemas LNG. Um jogo de questões de segurança e ambiental baseadas em terra nos últimos anos levou também a opor inovação em instalações de produção de LNG flutuante (FLNG), e em regaseificação em águas profundas a bordo e trens de processamento de descarregamento e armazenamento sendo adaptados em algumas embarcações – tudo com custo de capital adicional. Encontrar economia da simplificação do ciclo de processamento / transporte de LNG por se voltar para a tecnologia de LNG pressurizado relacionada (PLNG) tem de se materializar ainda na indústria.

[003] Para sistemas LNG 40 como mostrado na figura 2, o fluxo de gás natural bruto a partir do campo de gás 12 entra em uma usina de produção de LNG 42 onde é primeira-

mente necessário pré-tratar o fluxo de gás natural para remover impurezas como CO₂, H₂S e outros compostos de enxofre, Nitrogênio e água. Por remover essas impurezas, sólidos não podem ser formados visto que o gás é refrigerado. Posteriormente, as extremidades mais pesadas, sendo hidrocarbonetos C₂+, são removidas sob condições criogênicas de -165°C e pressão atmosférica. O LNG resultante é composto principalmente (pelo menos 90%) de metano, enquanto o X₂+ e NGLs exigem um sistema de manipulação e transporte separado. As usinas de produção de LNG 42 exigem elevado capital de frente da ordem de bilhões de dólares para operações em escala comercial, e são na maior parte baseados em terra. Essas plantas também exigem instalações de armazenamento de temperatura criogênica 43 de onde o LNG é bombeado a bordo de transportadores de LNG 44 que chegam a pontos de docagem adjacentes.

[004] Os transportadores de LNG são transportadores de gás criogênico especialmente construídos que transportam 17 o produto de gás natural líquido em uma densidade de 600 vezes aquela de gás natural em condições atmosféricas. Um serviço de viagem de vaivém de frota de transportadores de LNG 44 é operado para terminais de recebimento e processamento de LNG 46 na extremidade do mercado da rota do mar, que exigem tipicamente instalações de armazenamento de temperatura criogênica 45. Esses terminais 46 recebem o LNG, armazenam e reaquecem o mesmo a temperaturas atmosféricas antes da compressão e resfriamento 47 do mesmo na pressão de entrada das tubulações de transmissão 26 e então injeção 48 do gás natural para dentro das tubulações de transmissão 26 que distribuem gás natural para o mercado.

[005] Trabalho recente pela indústria procura melhorar as capacidades de distribuição por introduzir usinas de liquefação de LNG flutuantes e armazenamento no campo de gás e instalação de equipamento de regaseificação a bordo em transportadores de LNG para descarregar gás offshore para locais de mercado próximos que opuseram terminais de recebimento e processamento de LNG baseados em terra. Para reduzir ainda mais o consumo de energia por simplificação de necessidades de processo, o uso de LNG pressurizado (PLNG) está uma vez mais sob exame pela indústria para aperfeiçoamento de economia em uma era de custos excessivos em aumento para a indústria de LNG como um todo.

[006] O advento de sistemas de transporte de CNG, para atender as necessidades de um mercado mundial de demanda crescente, levou a muitas propostas na última década. Entretanto, durante esse mesmo período de tempo houve somente um sistema pequeno colocado em serviço comercial total em uma escala significativa. Os sistemas CNG lutam inerentemente com códigos de projeto que regulam espessuras de parede de seus sistemas de contenção com relação a pressões operacionais. Quanto mais elevada a pressão, melhor a densidade do gás armazenado com retornos em diminuição – entretanto, as limitações de “massa de gás-para-massa de material de contenção” forçaram a indústria a olhar em outras direções para aperfeiçoamentos econômicos no capital vinculado ao equipamento de processo e contenção de CNG.

[007] O trabalho discutido na patente US número 6.655.155 (Bishop) é um exemplo da direção buscada para aperfeiçoar razão de massa de carga (gás) para massa de contenção. Na patente de Bishop, pressão crescente é reconhecida como tendo limitações e os conceitos de diminuir temperatura e mover o gás para um estado de fase densa (como descrito na técnica anterior por outros) enquanto evita a fase líquida do gás é sugerida por Bishop como sendo benéfica.

[008] Para sistemas CNG 50, como mostrado na figura 3, um sistema de processamento menos rigoroso, novamente buscando melhor economia, é tipicamente utilizado para remover principalmente água, CO₂ e H₂S (quando presente) do gás bruto recebido do campo de gás 12 para fornecer fluxos de um gás natural de qualidade de tubulação e líquidos de gás natural comercializáveis (NGLs). Ao sair da usina de processamento, o fluxo de gás natural é comprimido e resfriado/esfriado 53 antes de ser carregado a bordo de uma embarcação CNG 54. Vários modos de carregar CNG em tanques ou embarcações de contenção, incluindo o uso de fluidos de deslocamento, são tipicamente empregados. Bishop sugere metanol ou glicol puro como fluidos de deslocamento apropriados de acordo com as necessidades de temperatura.

[009] Durante transporte marítimo 17 do CNG, os tanques de contenção de CNG a bordo da embarcação de transporte de CNG 54 operam tipicamente em temperaturas tão baixo quanto -34,44°C e em pressões de 9,65 MPa (96,52 bar) a 24,82 MPa (248,21 bar). (A

embalagem de pequenas quantidades de gás natural para combustível de veículo recorre a pressões na região de 68,95 MPa (689,47 bar) para obter volumes práticos de armazenamento). Em geral, os desenhos propostos para transporte a granel comercial pretendem carregar o produto em densidades de 200 a 250 vezes as densidades do gás em condições atmosféricas. Sob condições de baixa temperatura e pressão elevada uma densidade que se aproxima 300 vezes do valor atmosférico é possível com exigências de energia mais elevadas associadas para compressão e resfriamento, juntamente com a exigência de paredes ainda mais espessas para as embarcações de contenção.

[010] O descarregamento de CNG em terminais de recebimento requer uma variedade de soluções para assegurar que o produto seja totalmente evacuado ou transferido das embarcações de contenção. Essas soluções de evacuação variam do uso elegante de fluidos de deslocamento 57, com ou sem limpeza, até descarregamento de equilíbrio 56, e uso de compressores de sucção de consumo de energia 55 para evacuação final. O calor (juntamente com extração de NGL 58 se necessário) tem de ser adicionado para compensar resfriamento de expansão inicial do gás natural, e resfriamento de compressão 59 é então fornecido para injeção 24 nas tubulações de transmissão 26 ou embarcações de armazenamento 25, se necessário.

[011] Ainda assim, a densidade aperfeiçoada de carga de retornos de CNG descrita por Bishop ainda não atende aquelas obteníveis com a combinação de energia de processo mais baixa para um método de armazenamento de estado líquido como delineado no pedido de patente publicada US número 20060042273 para uma metodologia para criar e armazenar uma mistura de fase líquida de gás natural e solvente de hidrocarboneto leve, que é incorporada aqui a título de referência. A mistura de fase líquida de gás natural e solvente de hidrocarboneto leve é mencionada doravante como produto líquido de gás comprimido (CGL).

[012] Entretanto, as soluções ou serviços atuais para produção e transmissão de gás natural para o mercado tendem a ser um tamanho que se adapta a todos e tendem a não fornecer desenvolvimento econômico de reservas de gás encalhadas ou remotas. Por conseguinte, é desejável fornecer sistemas e métodos que facilitem que o desenvolvimento

econômico de reservas remotas ou encalhadas seja realizado por um meio não fornecido pelos sistemas de gás natural líquido (LNG) ou gás natural comprimido (CNG).

SUMÁRIO

[013] São fornecidas aqui modalidades exemplares dirigidas a sistemas e métodos que utilizam equipamento de processo e armazenamento modularizado configurável de forma escalonável para embarcações de serviço flutuantes, plataformas e embarcações de transporte para fornecer uma solução total às necessidades específicas de uma cadeia de fornecimento, permitindo que desenvolvimento econômico rápido de reservas remotas seja realizado por um meio não fornecido por sistemas de gás natural líquido (LNG) ou gás natural comprimido (CNG), em particular reservas de um tamanho considerado “encalhado” ou “remoto” pela indústria de gás natural. Os sistemas e métodos descritos aqui fornecem uma cadeia de valor total para o proprietário da reserva com um modelo comercial que cobre o processamento de gás de produção bruta, condicionamento, transporte e distribuição para o mercado de produtos fracionados ou gás de qualidade de tubulação – ao contrário daquele de LNG e CNG. Além disso, os sistemas e métodos descritos aqui permitem que o gás de produção bruta seja carregado, processado, condicionado, transportado (em forma líquida) e distribuído como gás natural de qualidade de tubulação ou produtos fracionados no mercado bem como fornecendo serviço de gás natural complementar para fontes atualmente ligados a sistemas de LNG (gás natural líquido). Também pode atender em demanda as necessidades da indústria para transportar NGLs.

[014] As modalidades reveladas fornecem um meio escalonável de receber produção bruta ou gás semi-condicionado, condicionar, produção CGL e transportar esse produto CGL para um mercado onde gás de qualidade de tubulação ou produtos fracionados é distribuído em um modo que utiliza menos energia do que sistemas CNG ou LNG e fornecendo uma melhor razão de massa de carga para massa de contenção para o componente de gás natural do que aquela oferecida pelos sistemas CNG.

[015] Outros sistemas, métodos, características e vantagens da invenção serão ou se tornarão evidentes para uma pessoa com conhecimentos comuns na técnica após exame das seguintes figuras e descrição detalhada.

BREVE DESCRIÇÃO DAS FIGURAS

[016] Os detalhes da invenção, incluindo fabricação, estrutura e operação, podem ser compilados em parte pelo estudo das figuras em anexo, nas quais numerais de referência similares se referem a partes similares. Os componentes nas figuras não são necessariamente em escala, ênfase em vez disso sendo colocado sobre a ilustração dos princípios da invenção. Além disso, todas as ilustrações são destinadas a transferir conceitos, onde tamanhos relativos, formatos e outros atributos detalhados podem ser ilustrados esquematicamente em vez de literalmente ou precisamente.

[017] As figuras 1A e 1B são diagramas esquemáticos de sistemas CGL que permitem que gás de produção bruto seja carregado, processado, condicionado, transportado (em forma líquida) e distribuído como gás natural de qualidade de tubulação ou produtos fracionados para o mercado.

[018] A figura 2 é um diagrama esquemático de um sistema de produção, transporte e processamento de LNG.

[019] A figura 3 é um diagrama esquemático de um sistema de produção, transporte e descarregamento de CNG.

[020] A figura 4A é um fluxograma esquemático de um processo para produzir produto CGL e carregar o produto CGL em um sistema de contenção de tubulação.

[021] A figura 4B é um fluxograma esquemático de um processo para descarregar produto CGL a partir do sistema de contenção e separar o gás natural e solvente do produto CGL.

[022] A figura 5A é um diagrama esquemático que ilustra um princípio de fluido de deslocamento para carregar produto CGL em um sistema de contenção.

[023] A figura 5B é um diagrama esquemático que ilustra um princípio de fluido de deslocamento para descarregar produto CGL para fora de um sistema de contenção.

[024] A figura 6A é uma vista em elevação extrema de uma modalidade de uma pilha de tubos mostrando acessórios de interconexão.

[025] A figura 6B é uma vista em elevação extrema de uma outra modalidade de uma pilha de tubos mostrando acessórios de interconexão.

[026] A figura 6C é uma vista em elevação extrema mostrando múltiplas pilhas de tubos acopladas juntas lado a lado.

[027] As figuras 7A-7C são vistas em elevação, em detalhe e em perspectiva de um tubo e elemento de suporte de pilha.

[028] As figuras 8A-8D são vistas em elevação extrema, seção dividida (tomada ao longo da linha 8B-8B na figura 8A), plana e em perspectiva de armação de feixe de tubulação de contenção.

[029] A figura 9 é uma vista plana superior de feixes de tubos empilhados intertravados através do porão da embarcação.

[030] A figura 10A é um diagrama esquemático que ilustra o uso de um sistema de contenção para carga parcial de NGL.

[031] A figura 10B é um fluxograma esquemático que ilustra gás bruto sendo processado, condicionado, carregado, transportado (em forma líquida) e distribuído como gás natural de qualidade de tubulação e produtos fracionados para o mercado.

[032] As figuras 11A-11C são vistas em elevação, plana e em seção de proa de uma embarcação de conversão com configuração de transportador integral.

[033] As figuras 12A-12B são vistas em elevação e plana de uma barça de carregamento com capacidades de produção de CGL, condicionamento e processamento de gás de produção.

[034] As figuras 13A-13C são vistas em elevação frontal, elevação e plana de uma embarcação de viagem de vaivém de construção nova com capacidades de transferência de produto de CGL.

[035] A figura 14 é uma vista em seção transversal da área de armazenamento de uma embarcação de construção nova (tomada ao longo da linha 14-14 na figura 13A) com posição relativa de convés de bordo livre e zona de esmagamento reduzido.

[036] As figuras 15A-15B são vistas em elevação e plana de uma barça de descarregamento com capacidades de fracionamento e recuperação de solvente.

[037] As figuras 16A-D são vistas em elevação, plana e em detalhe de uma barça e rebocador articulado com capacidades de transferência de produto e viagem de vaivém de

CGL.

[038] A figura 17 é um fluxograma esquemático que ilustra gás bruto sendo processado através de um trem de processo de carregamento modular.

DESCRIÇÃO DETALHADA DAS MODALIDADES PREFERIDAS

[039] As modalidades fornecidas nas seguintes descrições são dirigidas a um sistema de distribuição total construído em torno de produção de CGL e contenção e, mais particularmente, a sistemas e métodos que utilizam equipamento de processo e armazenamento modularizado configurável de forma escalonável para embarcações de serviço flutuantes, plataformas, e embarcações de transporte para fornecer uma solução total às necessidades específicas de uma cadeia de fornecimento, permitindo que desenvolvimento econômico rápido de reservas remotas seja realizado por um meio não fornecido por sistemas de gás natural líquido (LNG) ou gás natural comprimido (CNG), em particular reservas de um tamanho considerado “encalhado” ou “remoto” pela indústria de gás natural. Os sistemas e métodos descritos aqui fornecem uma cadeia de valor total para o proprietário de reserva com um modelo comercial que abrange o processamento, condicionamento, transporte e distribuição de gás de produção bruto para o mercado de gás de qualidade de tubulação ou produtos fracionados – ao contrário daquele de LNG e CNG.

[040] Além disso, os processos especiais e equipamentos necessários para CNG e sistemas LNG não são necessários para um sistema baseado em CGL. As especificações de operação e layout de construção do sistema de contenção também permitem vantajosamente a armazenamento de etano puro e produtos de NGL em zonas seccionadas ou porções de uma embarcação em ocasiões garantido transporte misto.

[041] De acordo com uma modalidade preferida, como representado na figura 1A, o método de preparação de gás natural, mistura de produto de CGL, carregamento, armazenamento e descarregamento é fornecido por módulos de processo em barcas 14 e 20 operadas no campo de gás 12 e locais de mercado de gás. Para transporte 17 do produto de CGL entre o campo 12 e o mercado, uma embarcação de transporte ou transportador de CGL 16 é preferivelmente uma embarcação construída para o propósito, uma embarcação convertida ou uma barca padrão ou articulada selecionada de acordo com logística de

mercado de demanda e distância, bem como condições operacionais ambientais.

[042] Para conter a carga CGL, o sistema de contenção compreende preferivelmente um aço de carbono, especificação de tubulação, rede tubular encaixada no lugar em um ambiente resfriado carregado na embarcação. O tubo forma essencialmente uma série contínua de circuitos em serpentina paralelos, seccionados por válvulas e tubulações.

[043] O layout de embarcação é tipicamente dividido em um ou mais porões de carga isolados e cobertos, contendo armações de prateleiras modulares, cada carregando feixes de tubo de armazenamento encaixados que são conectados extremidade com extremidade para formar uma única tubulação contínua. Encerrar o sistema de contenção localizado no porão de carga permite a circulação de um fluxo ou cobertura de nitrogênio resfriado para manter a carga em sua temperatura de armazenamento desejada durante toda a viagem. Esse nitrogênio também provê uma zona de armazenamento interna que pode ser monitorada para vazamentos de produto de CGL a partir do sistema de contenção. No evento de um vazamento, as conexões de tubulação são dispostas de tal modo que qualquer coluna de tubo em vazamento ou feixe pode ser seccionado, isolado e sangrado para sinal luminoso de emergência e subsequentemente purgado com nitrogênio sem descarregamento do porão completo.

[044] No ponto de distribuição ou localização de mercado, o produto CGL é totalmente descarregado do sistema de contenção utilizando um fluido de deslocamento, que ao contrário de LNG e a maioria dos sistemas CNG não deixam uma quantidade de “heel” ou “boot” de gás para trás. o produto CGL descarregado é então reduzido em pressão fora do sistema de contenção em equipamento de processo de baixa temperatura onde o início do fracionamento do constituinte de gás natural tem início. O processo de separação do líquido de hidrocarboneto leve é realizado utilizando um trem de fracionamento padrão, com as seções de extração e retificador divididas em duas embarcações de perfil inferior em consideração da estabilidade marítima.

[045] Separadores de membrana modular compactos também podem ser utilizados na extração de solvente a partir de CGL. Esse processo de separação liberta o gás natural e permite que o mesmo seja condicionado para especificações de mercado enquanto recupe-

ra o fluido solvente.

[046] O comando de centragem de componentes menores de hidrocarboneto leve, como etano, propano e butano para exigências de Índice Wobbe e BTU, fornece uma mistura de gás natural de especificação de mercado para descarregamento direta para uma bóia conectada a instalações de armazenamento e transmissão de margem.

[047] O solvente de hidrocarboneto é retornado à armazenamento de embarcação e quaisquer componentes C2, C3, C4 e C5+ em excesso após sintonia do mercado do gás natural podem ser descarregados separadamente como produtos fracionados ou fornecimento de insumo de valor adicionado creditado para a conta do transportador.

[048] Para transporte de NGL e etano, ou transporte parcial de carga, o corte da tubulação de contenção também permite que uma porção do espaço de carga seja utilizada para transporte de NGL dedicado, ou seja, isolada para carregamento parcial do sistema de contenção ou carregamento de lastro. Temperaturas críticas e propriedades de etano, propano e butano permitem carregamento de fase líquida, armazenamento e descarregamento desses produtos utilizando componentes de contenção de VGL alocados. Embarcações, barcas e bóias podem ser prontamente customizadas com equipamento de processo modular específico ou comum interconectado para atender essa finalidade. A disponibilidade de módulos de de-propanizador e de-butanizador a bordo de embarcações, ou instalações de descarregamento permite distribuição com uma porção de processo se as especificações do mercado exigem atualização de produto.

[049] Como representado na figura 1A, em um sistema CGL 10 o gás natural de uma fonte de campo 12 é preferivelmente transmitido através de uma tubulação submarina 11 para um coletor submarino 13 e então carregado em uma barcaça 14 equipada para produção e armazenamento de produto CGL. O produto CGL é então carregado 15 sobre um transportador de CGL 16 para transporte marítimo 17 para um destino de mercado onde é descarregado 18 para uma segunda barcaça 20 equipada para separação de produto CGL. Após separação, o solvente CGL é retornado 19 ao transportador de CGL 16 e o gás natural é descarregado para uma bóia de descarregamento 21 e então passa através de uma tubulação submarina 22 para a margem onde é injetado 24 no sistema de tubulação de trans-

missão de gás 26 e/ou armazenamento na margem 25 se exigido.

[050] As barcas 14 equipadas para produção e armazenamento e as barcas 20 equipadas para separação podem ser convenientemente localizadas novamente em fontes de gás natural diferentes e destinos de mercado de gás como determinado por contrato, condições de campo e mercado. A configuração da barca e embarcação 14 e 20, tendo uma montagem modular, pode ser, por conseguinte, equipada como exigido para adequar-se a rota, campo, condições de contrato ou mercado.

[051] Em uma modalidade alternativa, como representado na figura 1B, o sistema CGL 30 inclui transportadores CGL integrais (CGLC) 34 equipadas para condicionamento de gás bruto e produção de produto CGL, armazenamento, transporte e separação, como descrito na patente US número 7.517.391, intitulado Method of Bulk transport and storage of gas in a liquid medium, que é incorporada aqui a título de referência.

[052] A figura 4A ilustra as etapas e componentes do sistema em um processo 100 que compreende a produção de produto CGL e a armazenamento do produto CGL em um sistema de contenção. Para o processo CGL 100, um fluxo de gás natural 101 é primeiramente preparado para contenção utilizando trens de processo simplificados na indústria padrão. Os hidrocarbonetos mais pesados, juntamente com gases acídicos, nitrogênio em excesso e água, são removidos para atender as especificações de tubulação conforme determinado pelos constituintes de gás de campo. O fluxo de gás 101 é então preparado para armazenamento por compressão, preferivelmente em uma faixa de 7,48 MPa (74,84 bar) até 9,65 MPa (96,52 bar), e então combinar o mesmo com o solvente de hidrocarboneto leve 102 em um misturador estático 103 antes de resfriar a mistura a preferivelmente aproximadamente -40°C ou abaixo em um resfriador 104 para produzir um meio de fase líquida mencionado como o produto CGL. O pedido de patente publicado US número 20060042273, que é incorporado aqui a título de referência, descreve uma metodologia tanto para criar como armazenar um suprimento de produto CGL sob condições de temperatura de aproximadamente -40°C a aproximadamente -62,22°C e condições de pressão de aproximadamente 8,27 MPa (82,73 bar) a aproximadamente 14,82 MPa (148,23 bar). Como discutido abaixo com relação às Tabelas 1 e 2, o produto CGL é preferivelmente armazenado em pressões

compreendidas na faixa de aproximadamente 6,20 MPa (62,05 bar) a 14,82 MPa (148,23 bar) e temperaturas na faixa de aproximadamente -40°C a -62,22°C.

[053] O produto CGL 105 é carregado na tubulação de contenção 106 contra a contrapressão de um fluido de deslocamento 107 para reter o produto CGL 105 em seu estado líquido. A contrapressão do fluido de deslocamento 107 é controlada por uma válvula de controle de pressão 108 interpondo a tubulação de contenção 106 e um tanque de armazenamento de fluido de deslocamento 109. À medida que o produto CGL 105 é carregado na tubulação de contenção 106, desloca o fluido de deslocamento 107 fazendo com que o mesmo flua em direção ao tanque de armazenamento 109.

[054] A figura 4B ilustra as etapas e componentes do sistema em um processo 110 para descarregar produto CGL a partir do sistema de contenção e separar o gás natural e solvente do produto CGL. Para descarregar o produto CGL 105 a partir da tubulação de contenção 106, o fluxo de fluido de deslocamento 107 é invertido por uma bomba 111 para fluir para dentro da tubulação de contenção 106 para empurrar o produto CGL mais leve 105 em direção a um trem de destilação 113 tendo uma torre de separação 112 para separar o produto CGL 105 em gás natural e constituintes de solvente. O gás natural sai do topo da torre 112 e é transmitido para tubulações de transmissão. O solvente sai da base da torre de separação 112 e flui para dentro de uma torre de recuperação de solvente 114 onde o solvente recuperado é retornado 117 ao transportador CGL. Um gás natural de especificação de mercado pode ser obtido utilizando um módulo de ajuste Wobbe/BTU de gás natural, 115.

[055] Como ilustrado na tabela 1 abaixo, as razões de massa de contenção e densidade de carga de gás natural obteníveis em um sistema CGL superam aquelas obteníveis em um sistema CNG. A tabela 1 provê valores de desempenho comparáveis para armazenamento de gás natural aplicáveis às modalidades descritas na presente invenção e o sistema CNG tipificado pelo trabalho de Bishop para misturas de gás qualificadas.

Tabela 1

Código de projeto & sistema	CGL 1 CSA Z662-03	CGL 2 Estado de limite DNV	CNG 1 ASME – B31.8	CNG 2 ASME B31.8
Mistura de armazenamento SG	0,7	0,7	0,7	0,7

Pressão (bars)	96,52	96,52	96,52	96,52
Temperatura (°C)	-40	-40	-34,44	-28,88
Densidade de gás natural (kg/m³)	205,80 (líquido)	205,80 (líquido)	147,37(líquido) 276,73 (bruto)	191,90
Tubo de contenção D.E. (cm)	106,68	106,68	106,68	106,68
Massa de gás/comprimento de tubo em pés (kg)	52,53	53,17	37,08 (Líquido) 69,60 (bruto)	46,81
Massa de tubo/comprimento de tubo em pés (kg)	134,89	110,40	164,00	222,76
Razão de massa de carga para contenção	0,176 kg/kg (líquido)	0,217 kg/kg (líquido)	0,099 kg/kg (líquido) 0,19 kg/kg (bruto)	0,095 kg/kg

[056] O valor de gravidade específica (SG) para as misturas mostradas na Tabela 1 não é um valor restritivo para misturas de produto CGL. É fornecido aqui como um nível comparativo realista para relacionar densidades de armazenamento de gás natural para o desempenho de sistemas baseados em CGL com aquele das melhores densidades de armazenamento de gás natural em escala comercial grande obtidas pela tecnologia de CGN patenteada descrita no trabalho de Bishop.

[057] Os valores de CNG 1, juntamente com aqueles para CGL 1 E CGL 2 são também mostrados como valores “líquidos” para o componente de gás natural SG 0,6 contido nas misturas SG 0,7 para comparar desempenhos operacionais com aquele de um caso de CNG puro ilustrado como CNG 2. As misturas SG 0,7 mostradas na tabela 1 contêm um constituinte de propano equivalente de 14,5 por cento mol. A probabilidade de encontrar essa mistura de SG 0,7 na natureza não é freqüente para o sistema de transporte de CNG 1 e portanto, exigiria que a mistura de gás natural fosse reforçada com um hidrocarboneto leve mais pesado para obter a mistura de fase densa utilizada para CNG como proposto por

Bishop. O processo de CGL, por outro lado e sem restrição, deliberadamente produz um produto utilizado nessa ilustração na faixa de SG 0,7 para contenção de transporte.

[058] Os valores de razão de massa de carga para massa de contenção mostrados para o sistema CGL 1, CGL 2 e CNG 2 são todos os valores para gás natural de especificação de mercado transportado por cada sistema. Para fins de comparação da razão de massa de contenção de todas as tecnologias que fornecem gás componente de gás natural com especificação de mercado, o componente “líquido” da mistura armazenada de CNG 1 é derivado. É evidente que os sistemas CNG, limitados à fase gasosa e códigos de projeto de recipiente de pressão associados, não são capazes de obter os níveis de desempenho de razão de massa de carga para massa de contenção (gás natural para aço) que as modalidades descritas aqui obtêm utilizando produto CGL (fase líquida) para distribuir gás natural de especificação do mercado.

[059] A tabela 1 abaixo ilustra condições de contenção de produto CGL onde uma variação em razão de solvente para temperaturas e pressões de armazenamento selecionadas fornece um aperfeiçoamento em densidades de armazenamento. Através do uso de pressões mais moderadas em temperaturas mais baixas do que anteriormente discutidas, e aplicando os códigos de projeto aplicáveis, valores reduzidos de espessura de parede a partir daquele mostrados na Tabela 1 podem ser obtidos. Valores obteníveis para a razão de massa de gás para aço para o produto CGL de mais de 3,5 vezes os valores citados anteriormente para CNG são desse modo obteníveis.

Tabela 2 Razão de massa em condições de contenção selecionadas de CGL (lb gás/lb aço) (Projeto para CSA Z662-03)

temperatura	-62,22°C	-56,66°C	-51,11°C	-45,55°C	-40°C
Pressão	0,749	0,702			
6,20MPa (62,05 bar)	12 15,598	16 14,617			
6,89 MPa (68,94 bar)	0,684	0,643	0,607		
	10 15,878	14 14,944	18 14,103		
7,58 MPa (75,84 bar)		0,594	0,559		
		12 15,224	14 14,337		

8,27 MPa (82,73 bar)		0,552	0,522	0,492	
		10 15,504	14 14,664	18 13,823	
8,96 MPa (89,63 bar)			0,490	0,462	0,436
			12 14,944	14 14,103	18 13,31
9,65 MPa (96,52 bar)				0,436	0,411
				14 14,384	18 13,543

Chave:

Mgas/Msteel (lb/lb)

% solvente densidade de gás

(% mol) (lb/pés³)

[060] Voltando para as figuras 5A e 5B o princípio de utilizar fluido de deslocamento, que é comum na indústria de hidrocarboneto, é ilustrado sob as condições de armazenamento aplicáveis aos recipientes de contenção tubulares horizontais ou tubulação utilizada nas modalidades reveladas. Em um processo de carregamento 120, o produto CGL 105 é carregado no sistema de contenção 106 através de uma válvula de isolamento 121, que é ajustada para abrir em uma linha de entrada, contra a contrapressão do fluido de deslocamento 107 para reter o produto CGL 105 em seu estado líquido. O fluido de deslocamento 107 compreende, preferivelmente uma mistura de metanol e água. Uma válvula de isolamento 122 é ajustada para fechar em uma linha de descarregamento.

[061] À medida que o produto CGL 105 flui F para dentro do sistema de contenção 106 desloca o fluido de deslocamento 107 fazendo com que o mesmo flua através de uma válvula de isolamento 124 posicionada em uma linha retornando a um tanque de fluido de deslocamento 109 e ajustado para abrir. Uma válvula de controle de pressão 127 na linha de retorno mantém o fluido de deslocamento 107 em contrapressão suficiente para assegurar que o produto CGL 105 seja mantido em um estado líquido no sistema de contenção 106. durante o processo de carregamento, uma válvula de isolamento 125 em uma linha de entrada de fluido de deslocamento é ajustada para fechar.

[062] Após chegar ao seu destino a embarcação de CGL ou transportador descarrega o produto CGL 105 do sistema de contenção através de um processo de descarregamento 132 que utiliza uma bomba 12 para reverter o fluxo F do fluido de deslocamento 107 a

partir do tanque de armazenamento 109 através de uma válvula de isolamento aberta 125 para feixes de tubos de contenção 106 para empurrar o produto CGL mais leve 105 para dentro de um tubo de comunicação de processo em direção a equipamento de fracionamento de um trem de processo de separação CGL 129. o produto CGL deslocado 105 é removido do sistema de contenção 106 contra a contrapressão da válvula de controle 123 no tubo de comunicação de processo à medida que a válvula de isolamento 122 é ajustada para abrir. O produto CGL 105 é mantido no estado líquido até esse ponto, e somente flashes para uma alimentação de processo líquido/gasoso após passar através da válvula de controle de pressão 123. Durante esse processo, válvulas de isolamento 121 e 124 são ajustadas para fechar.

[063] O fluido de deslocamento 107 é reutilizado no enchimento/esvaziamento de cada feixe de tubos sucessivo 106 nos interesses adicionais do espaço de armazenamento limitado a bordo de uma embarcação marítima. A contenção de tubulação 106, por sua vez, é purgada com um gás de cobertura de nitrogênio 128 para sair dos feixes de tubos “vazios” 106 em um estado inerte enquanto evacua os feixes de tubos 106 do fluido de deslocamento 107.

[064] A patente US número 7219682, que ilustra tal método de fluido de deslocamento adaptável às modalidades descritas aqui, é incorporada aqui a título de referência.

[065] Voltando para a figura 6A, que mostra uma pilha de tubos 150 de acordo com uma modalidade. Como representado, a pilha de tubos 150 inclui, preferivelmente, uma pilha superior 154, uma pilha média 155 e uma pilha inferior 156 dos feixes de tubos cada circundada por uma armação de feixes 152 e interconectada através de conexões interpilhas 153. além disso, a figura 6 mostra uma tubulação 157 e interconexões de tubulação 152 que permitem que os feixes de tubos sejam seccionados em uma série de comprimentos curtos 158 e 159 para deslocar o volume limitado do fluido de deslocamento para dentro e para fora da divisão sendo submetido a carregamento ou descarregamento.

[066] A figura 6B é outra modalidade de uma pilha de tubos 160. como representado, a pilha de tubos 160 inclui, preferivelmente uma pilha superior 164, uma pilha média 165 e uma pilha inferior 166 de feixes de tubos cada circundado por uma armação de feixes 162

e interconectada através de conexões inter-pilhas 163, bem como uma tubulação 167 e interconexões de tubulação 161 que permitem que os feixes de tubos sejam seccionados em uma série de comprimentos curtos 168 e 169 para deslocar o volume limitado do fluido de deslocamento para dentro e para fora da divisão sendo submetido a carregamento ou descarregamento.

[067] Como mostrado na figura 6C, várias pilhas de tubos 160 podem ser acopladas lado a lado entre si. O tubo forma, essencialmente, uma série contínua de circuitos de serpentina em paralelo, seccionados por válvulas e tubulações. O layout da embarcação é tipicamente dividido em um ou mais porões de carga isolados e cobertos, contendo armações de prateleiras modulares, cada contendo feixes de tubos de armazenamento encaixados que são conectados extremidade com extremidade para formar uma única tubulação contínua.

[068] A figura 7 mostra um suporte de tubo 180 que compreende uma armação 181 retendo um ou mais elementos de suporte de tubo 183. o elemento de suporte de tubo 183 é formado, preferivelmente, de material construído que proporciona movimento térmico a cada camada de tubo sem impor as cargas verticais de massa própria do tubo empilhado 182 (localizado em espaços vazios 184) ao tubo abaixo.

[069] Como mostrado nas figuras 8A-8D, uma estrutura de envolver é fornecida para reter um feixe de tubos. A estrutura inclui elementos transversais 171 acoplados à armação 181 dos suportes de tubo 180 e interconectando juntos pares das armações de suporte de tubo 181. A armação 181 e 171 e os suportes construídos 183 carregam as cargas verticais de tubo e carga para a base do porão. A armação é construída em dois estilos 170 e 172, que intertravam quando pilhas de feixes de tubos são colocadas lado a lado como mostrado nas figuras 6C, 8A, 8B e 8C. Isso permite localização positiva e a capacidade de remover feixes individuais para fins de inspeção e reparo.

[070] A figura 9 mostra como os feixes 170 e 172 por sua vez, são empilháveis, transferindo a massa de carga CGL e tubo para a estrutura de feixes 181 e 171 para o piso do porão 174, e intertravando através, e ao longo das paredes do porão 174 através de conexões de armação elástica 173, para permitir localização positiva dentro da embarcação,

uma característica importante quando a embarcação está a caminho e sujeita ao movimento do mar. A condição totalmente carregada de colunas de tubo individuais elimina, adicionalmente sloshing da carga CGL, o que é problemático em outras aplicações marítimas como LNG e NGLs. Forças lateral e vertical são desse modo capazes de serem transferidas para a estrutura da embarcação através dessa armação.

[071] A figura 10A mostra a capacidade de isolamento do sistema de contenção 200 que pode então ser utilizado para transportar NGLs, carregado e descarregado pelo mesmo sistema de deslocamento como utilizado para carregar e descarregar o produto CGL. Como mostrado, o sistema de contenção 200 pode ser dividido em contenção de NGL 202 e contenção de CGL 204. uma tubulação de carregamento e descarregamento 210 é mostrada como incluindo uma ou mais válvulas de isolamento 208 para isolar uma ou mais pilhas de feixes de tubos 206 a partir de outras pilhas de feixes de tubos 206. Produtos CGL e NGL fluem através da tubulação de carga e descarregamento 210 à medida que são carregado em e descarregados para fora dos feixes de tubos 206. Uma tubulação de fluido de deslocamento 203 é mostrada acoplada a um tanque de armazenamento de fluido de deslocamento 209 e tendo uma ou mais válvulas de isolamento 201. Uma linha de entrada/saída 211 acopla cada dos feixes de tubos 206 através de uma válvula de isolamento 205 à tubulação de fluido de deslocamento 203. Os produtos CGL e NGL são carregados e descarregados sob uma contrapressão de fluido de deslocamento mantida por uma válvula de controle de pressão 213 na linha de entrada/saída 211 e suficiente para manter os produtos CGL e NGL em um estado líquido. A tubulação de carga e descarregamento 210 é normalmente conectada diretamente a uma mangueira de descarregamento. Entretanto, para um refinamento de especificações do produto em terra, o NGL pode ser seletivamente encaminhado através de recipientes de de-propanizador e de-butanizador em um trem de descarregamento CGL.

[072] Voltando à figura 10B, a flexibilidade do sistema CGL em sua capacidade de distribuir produtos fracionados, controlar o conteúdo de BTU de gás distribuído, e adaptar ao condicionamento de várias especificações de gás de entrada com a adição de unidades de processamento modulares (por exemplo, unidade de amina – embalagem de purificação de

gás) é ilustrada. Como representado, em um processo de exemplo 220, gás bruto flui para dentro do depurador de gás de entrada 222 de um módulo de condicionar gás para remoção de água e outros componentes indesejáveis antes de ser submetido à desidratação em um módulo de secagem de gás 226. Se necessário, o gás é purificado utilizando um módulo de amina opcional 224 para remover H₂S, CO₂ e outros gases ácidos. O gás purificado então passa através de um módulo de trem de processo de gás padrão 230, onde é fracionado em módulos de fracionamento sucessivos 232, 234, 236 e 238. é nesse ponto que a exigência de BTU de extremidade leve (C1 e C2) é ajustada se necessário utilizando um módulo de ajuste Wobbe/BTU de gás natural 239. Os produtos fracionados – NGLs – (C3 a C5+) são então armazenados em seções designadas do sistema de contenção de gasoduto do transportador de viagem de vaivém como descrito com relação à figura 10A. O gás natural (C1 e C2) é comprimido no módulo compressor 240, misturado com o solvente S em um módulo de dosagem e mistura de solvente 242, e resfriado em um módulo de refrigeração 244 para produzir produto CGL que também é armazenado em um sistema de contenção de gasoduto no transportador 250. O transportador 250 também é carregado com produtos fracionados em seu sistema de contenção de tubulação que pode ser descarregado com base em exigências de mercado. Após atingir o local de mercado, o produto CGL é descarregado do transportador 250 para um recipiente de descarregamento 252 e, após descarregamento do produto de gás natural para um gasoduto de gás natural 260, solvente é retornado ao transportador CGL 250 a partir do recipiente de descarregamento 252, que é adaptado com uma unidade de recuperação de solvente. Outros NGLs podem ser distribuídos diretamente no sistema de gasoduto de NGL do mercado, 262.

[073] A figura 11 mostra um arranjo preferido de um petroleiro de casco único convertido 300 com seus tanques de óleo removidos e substituídos por paredes de porão novas 301, para fornecer essencialmente contenção de parede tripla da carga transportada nos feixes de tubos 340 agora enchendo os porões. A modalidade mostrada é um transportador integral 300 tendo trem de processo modular completo montado a bordo. Isso permite que a embarcação atenda uma bóia de carregamento offshore (vide a figura 1B), prepare o gás natural para armazenamento, produza a carga de CGL e então transporte a carga de CGL

para o mercado, e durante descarregamento, separe o solvente de hidrocarboneto a partir do CGL para reutilização na próxima viagem, e transfira a carga de gás natural para uma instalação do mercado/bóia de descarregamento. Dependendo do tamanho do campo, taxa de produção natural, capacidade da embarcação, tamanho da frota, quantidade e frequência de visitas de embarcação, bem distâncias até os mercados, a configuração do sistema pode variar. Por exemplo, duas bóias de carregamento com união de sobreposição de embarcações podem reduzir a necessidade de armazenamento de campo entre cargas necessária para assegurar produção contínua do campo.

[074] Como observado acima, a embarcação transportadora 300 inclui, vantajosamente, equipamento de processamento modularizado que inclui, por exemplo, um sistema de produção de CGL e carregamento de gás modular, 302, tendo um módulo permutador térmico de refrigeração 304, um módulo de compressor de refrigerador 306, e módulos de depurador de sangria 308, e um sistema de descarregamento de gaseificação de CGL modular 310 tendo um módulo de geração de força 312, um módulo de meio de calor 314, um módulo de geração de nitrogênio 316, e um módulo de recuperação de metanol 318. Outros módulos na embarcação incluem, por exemplo, um módulo de dosagem 320, um módulo de compressor de gás 322, módulos de depurador de gás 324, um módulo de bomba de deslocamento de fluido 330, um módulo de circulação CGL 332, módulos de torre de recuperação de gás natural 334, e módulos de torre de recuperação de solvente 336. a embarcação também inclui, preferivelmente, um espaço de módulo de carga especial 326 e conexões de carga de gás e descarregamento 328.

[075] A figura 12 mostra o arranjo geral de uma barça de carga 400 que carrega o trem de processo para produzir o produto CGL. Equações de economia podem determinar a necessidade de partilhar equipamentos de processo. Uma única barça de processamento, usada no campo de produção, pode servir a uma sucessão de embarcações configuradas como “embarcações de viagem de vaivém”. Onde produção/carregamento contínuo é crucial para operações de campo e o ponto crítico no ciclo de distribuição envolve timing de chegadas de embarcação de transporte, uma embarcação de processamento de gás com inclinação integral ou transbordo, capacidade de armazenamento de inclinação de produção ou

armazenamento é utilizada no lugar de uma barça de carregamento simples (FPO). De forma correspondente as embarcações de transporte de viagem de vaivém seriam atendidas na extremidade do mercado por uma barça de descarregamento configurada conforme a figura 15. a carga de fornecer capital para trens de processo de carregamento e descarregamento em cada embarcação em uma frota customizada é desse modo removida do custo geral de frota por incorporar esses sistemas a bordo de embarcações atracadas nos pontos de carregamento e descarregamento da viagem.

[076] A barça de carregamento 400 inclui, preferivelmente módulos de armazenamento de produto de CGL 402 e equipamento de processamento modularizado incluindo, por exemplo, um módulo de dosagem de gás 408, um módulo de peneira mol. 410, módulos de compressão de gás 412 e 416, um módulo de depurador de gás 414, módulos de geração de força 418, um módulo de tratamento de combustível 420, um módulo de resfriamento 424, módulos de refrigeração 428 e 432, módulos de permutador térmico de refrigeração 430, e módulo de sangria 434. Além disso, a barça de carregamento inclui, preferivelmente, um espaço de módulo de carga especial 436, um pau de carga 404 com uma linha 405 para receber solvente a partir de um transportador e uma linha 406 para transmitir produto CGL para um transportador, uma linha de recebimento de gás 422, e uma plataforma de heliporto e centro de controle 426.

[077] A flexibilidade de distribuir para qualquer número de portos de acordo com alterações na demanda do mercado e o preço de um mercado de ponto para suprimentos de gás natural e NGLs exigiriam que a embarcação individual fosse configurada para ser independente para descarregamento gás natural de sua carga de CGL, e reciclar o solvente de hidrocarboneto para armazenamento a bordo na preparação para uso na viagem seguinte. Tal embarcação tem agora a flexibilidade de distribuir misturas de gás intercambiáveis para atender as especificações individuais do mercado dos portos selecionados.

[078] As figuras 13A-C mostram uma embarcação de construção nova 500 configurada para armazenamento de produto de CGL e descarregamento para uma barça de descarregamento. A embarcação é construída de acordo com as considerações de carga do sistema de contenção e seu conteúdo. Preferivelmente, a embarcação 500 inclui uma posi-

ção de casa de pilotagem avançada 504, um local de contenção predominantemente acima do convés de bordo livre 511, e lastro abaixo 505. o sistema de contenção 506 pode ser dividido em mais de uma zona de carga 508A-C, cada uma das quais é dotada de uma zona esmagamento reduzido 503 nos lados da embarcação 500. O desenho em caixa e armação de feixe de intertravamento e unido à estrutura de embarcação permite essa interpretação de códigos de construção e permite que uso máximo do volume do casco seja dedicado a espaço de carga.

[079] Na parte traseira da embarcação 500, espaço de convés é fornecido para a colocação modular de equipamento de processo necessário em uma área mais compacta do que seria disponível a bordo de uma embarcação convertida. O equipamento de processamento modularizado inclui, por exemplo, módulos de bomba de fluido de deslocamento 510, módulos de condensador de refrigeração 512, um módulo economizador e depurador de refrigeração 514, um módulo de processo de combustível 516, módulos de compressor de refrigeração 520, módulos geradores de nitrogênio 522, um módulo de circulação de produto CGL 524, um módulo de tratamento de água 526, e um módulo de água de osmose inversa 528. Como mostrado, os acessórios de contenção para o sistema de contenção de produto CGL 506 estão preferivelmente acima da linha de água. Os módulos de contenção 508A, 508B e 508C do sistema de contenção 506, que poderiam incluir um ou mais módulos são posicionados em um ou mais porões de contenção 532 e encerrados em uma cobertura ou capuz de nitrogênio 507.

[080] Voltado para a figura 14, uma seção transversal da embarcação 500 através de um porão de contenção 532 mostra zonas enrugadas 503, que são preferivelmente reduzidas a aproximadamente 18% de largura geral da embarcação 500, uma área de armazenamento de fluido de deslocamento e lastro 505, feixes de gasoduto de contenção empilhados 536 posicionados dentro do porão 532, e o capuz de nitrogênio 507 encerrando os feixes de gasoduto 536. Como representado, todas as tubulações 534 estão acima dos feixes de gasoduto 534 assegurando que todas as conexões estão acima da linha de água WL.

[081] A figura 15 mostra a disposição geral de uma barcaça de descarregamento 600 que transporta o trem de processo para separar o produto de CGL. A barcaça de des-

carregamento 600 inclui, preferivelmente, equipamento de processamento modularizado incluindo, por exemplo, módulos de coluna de recuperação de gás natural 608, módulos de compressão de gás 610, 612 e 614, um módulo depurador de gás 614, módulos de geração de força 618, módulos de dosagem de gás 620, um módulo de geração de nitrogênio 624, um módulo de suporte de destilação 626, módulos de coluna de recuperação de solvente 628, e um módulo de resfriamento 630, um módulo de sangria 632. Além disso, a barcaça de descarregamento 600, como representado, inclui um centro de controle e plataforma de heliporto 640, uma linha 622 para transmitir gás natural para gasodutos de transmissão de mercado, um pau de descarregamento 604 que inclui uma linha 605 para receber produto CGL a partir de uma embarcação transportadora e uma linha 606 para retornar solvente para uma embarcação transportadora.

[082] A figura 16 mostra a disposição geral de um transporte de viagem de vaivém de rebocador-barcaça articulado 700 com uma configuração de descarregamento. A barcaça 700 é construída de acordo com as considerações de carga do sistema de contenção e seu conteúdo. Preferivelmente, a barcaça 700 inclui um rebocador 702 acoplável à barcaça 701 através de uma configuração de pino 714 e escada 712. Um ou mais porões de contenção 706 são fornecidos predominantemente acima do convés de bordo livre. Na parte traseira da barcaça 701, o espaço do convés 704 é fornecido para a colocação modular de equipamento de processo necessário em uma área mais compacta do que seria disponível a bordo de uma embarcação convertida. A barcaça 700 compreende ainda um pau de descarregamento que inclui uma linha de descarregamento 710 acoplável a uma bóia de descarregamento 21 e linhas de houser 708.

[083] As modalidades reveladas tornam vantajosamente uma maior porção de gás produzido no campo disponível para o mercado, devido à baixa demanda de energia de processo associada às modalidades. Considerando que toda energia de processo pode ser medida contra um teor BTU de unidade do gás natural produzido no campo, uma medição para representar a percentagem de perfuração das exigências de cada dos sistemas de processo LNG, CNG e CGL pode ser tabulada como mostrado abaixo na tabela 3.

[084] Cada sistema inicia com um Valor de Calor elevado (HHV) de 1085 BUT/pés3.

O processo LNG reduz HHV a 1015 BTU/pés³ para transporte através de extração de NGLs. BTU de composição reforçando e creditando o teor de energia de NGLs é incluído para o caso de LNG nivelar o campo em jogo. Uma taxa de calor de 9750 BTU por kW.h é utilizada em todos os casos.

Tabela 3: sumário de balanço de energia para sistemas de LNG, CNG e CGL típicos

	Sistema NGL	Sistema CNG (SG = 0,6)	Sistema CGL (SG 0,6)
Gás de campo	100%	100%	100%
Processo/carregamento	9,34%	4%	2,20%
Subproduto de NGL	7%	Não aplicável	Não aplicável
Descarregamento/processo	1,65%	5%	1,12%
ponta de equivalência de BTU	4%	Não aplicável	Não aplicável
Disponível para mercado	76%	91%	97%

(85% com crédito de NGL)

[085] Com crédito para NGL's, o processo de LNG somará até 85% do valor total para distribuição de mercado de BTUs – uma quantidade ainda menor do que o distribuível por essa invenção. Os resultados são típicos para tecnologias individuais. Os dados fornecidos na Tabela 3 foram fornecidos com a seguir: LNG – relatório de terceiro por Zeus Energy Consulting Group 2007; CNG – engenharia reversa Bishop patente número 6655155; e CGL – estudo interno por SeaOne Corp.

[086] No geral as modalidades reveladas fornecem um uso mais prático e rápido de equipamento para acesso a reservas remotas, bem como reservas de gás natural desenvolvidas, do que era fornecido até o presente por sistemas LNG ou CNG em todas de suas várias configurações. Materiais necessários são de uma natureza não exótica, e são capazes de serem prontamente fornecidos a partir de fontes de campo de óleo padrão e fabricados em um número grande de estaleiros de indústria no mundo inteiro.

[087] Voltando para a figura 17, o equipamento típico utilizado em um trem de processo de carregamento 800 que leva gás de uma fonte de gás 810 para se tornar o CGL de solução de armazenamento de líquido é mostrado. Como representado, pontos de conexão

modulares 801, 809 e 817 permitem que o trem de processo de carregamento na barça de carregamento 400 representada nas figuras 12A e 12B e transportador integral 300 representado nas figuras 11A – 11C atenda uma ampla variedade de fontes de gás no mundo inteiro, muitas das quais são consideradas “não típicas”. Como representado, para gás bruto “típico” recebido de uma fonte 810 é alimentado para recipiente(s) separador(es) 812 onde ação de assentamento, obturação ou centrífuga separa os condensados mais pesados, materiais em partículas sólidas e água de formação do fluxo de gás. O próprio fluxo passa através de uma válvula de desvio aberta 803 no ponto de conexão modular 801 para um recipiente de desidratação 814 onde por absorção em fluido glicol ou por absorção em dessecante acondicionado o vapor de água restante é removido. O fluxo de gás flui então através de válvulas de desvio abertas 811 e 819 em pontos de conexão modulares 809 e 817 para um módulo 816 para a extração de NGL. Isso é tipicamente um turbo expensor onde a queda em pressão causa resfriamento resultando em precipitação de NGLs a partir do fluxo de gás. Tecnologia mais antiga utilizando sistema de absorção de óleo poderia ser alternativamente utilizada aqui. O gás natural é então condicionado para preparar a solução de armazenamento de líquido CGL. A solução CGL é produzida em um tanque de mistura 818 por resfriar o fluxo de gás e introduzir o mesmo no solvente de hidrocarboneto em um misturador estático como discutido com relação à figura 4A acima. Resfriamento e compressão adicionais do CGL resultante preparam o produto para armazenamento.

[088] Entretanto, gás com condensados em teor elevado de campos como os campos South Pars poderia ser tratado por fornecer capacidade adicional de separador ao equipamento separador 812. Para misturas de gás natural com níveis indesejáveis de gases ácidos como CO₂ e H₂S, cloretos, mercúrio e nitrogênio as válvulas de desvio 803, 811 e 819 nos pontos de conexão modular 801, 809 e 817 podem ser fechadas como necessário e o fluxo de gás encaminhado através de módulos de processo 820, 822 e 824 fixados à tubulação de derivação associada e válvulas de isolamento 805, 807, 813, 815, 821 e 823 mostradas em cada pela estação de passagem 801, 809 e 817. Por exemplo, gás bruto dos campos de águas profundas da Malásia de Sabah e Sarawak contendo níveis inaceitáveis de gás ácido poderia ser encaminhado através de uma válvula de desvio fechada 803 e

através de válvulas de isolamento abertas 805 e 807 e um módulo fixado 820 onde sistemas de esponja de ferro e absorção de amina extraem o CO₂, H₂S e compostos de enxofre. Um módulo de sistema de processo para a remoção de mercúrio e cloretos é posicionado de forma melhor a jusante da unidade de desidratação 814. Esse módulo 822 leva o fluxo de gás encaminhado em trono de uma válvula de desvio fechada 811 através das válvulas de isolamento abertas 813 e 815, e compreende um processo de vitrificação, peneiras moleculares ou filtros de carvão ativado. Para gás bruto com níveis elevados de nitrogênio como encontrado no gás bruto de algumas áreas do Golfo do México, um fluxo de gás é encaminhado em torno de uma válvula de desvio fechada 819 e através de válvulas de isolamento abertas 821 e 823, passando pelo fluxo de gás natural através de um módulo de processo de escala selecionada 824 para remover nitrogênio do fluxo de gás. Tipos de processo disponíveis incluem tecnologia de separação de membrana, torre de absorção/adsorção e um processo criogênico fixado ao sistema de purgação de nitrogênio da embarcação e unidades de pré-resfriamento de armazenamento.

[089] O processo de extração descrito acima também pode fornecer um primeiro estágio para o módulo de NGL 816, auxiliando a capacidade adicional exigida para lidar com misturas de líquidos elevadas como aquelas encontradas no campo de East Qatar.

[090] No relatório descritivo acima, a invenção foi descrita com referência a modalidades específicas da mesma. Será, entretanto, evidente que várias modificações e alterações podem ser feitas nas mesmas sem se afastar do espírito e escopo mais amplos da invenção. Por exemplo, o leitor deve entender que a ordenação específica e combinação de ações de processo mostradas nos fluxogramas de processo descritos aqui é meramente ilustrativa, a menos que dito de outro modo, e a invenção pode ser executada utilizando ações de processo diferentes ou adicionais, ou uma combinação diferente ou ordenação de ações de processo diferente. Como outro exemplo, cada característica de uma modalidade pode ser mistura e casada com outras características mostradas em outras modalidades. Características e processos conhecidos por aqueles com conhecimentos comuns podem ser similarmente incorporados como desejado. Adicionalmente e de forma óbvia, características podem ser adicionadas ou subtraídas como desejado. Por conseguinte, a invenção não deve

ser limitada exceto à luz das reivindicações em anexo e seus equivalentes.

REIVINDICAÇÕES

1. Sistema para processamento, armazenamento e transporte de gás natural a partir da fonte de fornecimento para o mercado, **CARACTERIZADO** por compreender:

uma barcaça de produção compreendendo módulos de equipamento de processamento configurados para produzir um produto líquido de gás comprimido (CGL) que compreende uma mistura de fase líquida de gás natural e um solvente líquido de hidrocarboneto em uma forma de meio líquido, em que o solvente líquido de hidrocarboneto inclui um ou mais de etano, propano e butano, em que a barcaça de produção é móvel entre locais de fornecimento de gás,

uma embarcação de transporte marítimo que compreende um sistema de contenção configurado para armazenar o produto de CGL em pressões e temperaturas de armazenamento em pontos selecionados nas faixas de -40°C (-40F) a -62,22°C (-80F) e 6,21 MPa (900 psig) a 14,82MPa (2150 psig) e associadas a densidades de armazenamento para o gás natural que excedem as densidades de armazenamento de gás natural comprimido (CNG) para as mesmas pressões e temperaturas de armazenamento, em que a embarcação de transporte marítimo é configurada para receber produto de CGL a partir da barcaça de produção e carregar no sistema de contenção, e

uma barcaça de descarregamento que compreende módulos de equipamentos de separação, fracionamento e descarregamento para separar o produto de CGL em seus constituintes de gás natural e solvente e descarregar gás natural para instalações de gasoduto ou armazenamento, em que a barcaça de descarregamento é configurada para receber um produto CGL a partir da embarcação de transporte marítimo e em que a barcaça de descarregamento é móvel entre locais de descarregamento de mercado de gás.

2. Sistema para processamento, armazenamento e transporte de gás natural a partir da fonte de fornecimento para o mercado, o sistema **CARACTERIZADO** por compreender:

uma barcaça de produção compreendendo módulos de equipamento de processamento configurados para produzir um produto líquido de gás comprimido (CGL) que compreende uma mistura de fase líquida de gás natural e um solvente líquido de

hidrocarboneto em uma forma de meio líquido, em que o solvente líquido de hidrocarboneto inclui um ou mais de etano, propano e butano, em que a barcaça de produção é móvel entre locais de fornecimento de gás, e

uma embarcação de transporte marítimo que compreende um sistema de contenção configurado para armazenar o produto CGL em pressões e temperaturas de armazenamento em pontos selecionados nas faixas de -40°C (-40F) a -62,22°C (-80F) e 6,21 MPa (900 psig) a 14,82MPa (2150 psig) e associadas a densidades de armazenamento para o gás natural que excedem as densidades de armazenamento de gás natural comprimido (CNG) para as mesmas pressões e temperaturas de armazenamento, em que a embarcação de transporte marítimo é configurada para receber um produto de CGL a partir da barcaça de produção e carregar no sistema de contenção.

3. Sistema para processamento de gás natural a partir da fonte de fornecimento e produção, armazenamento e transporte de um produto líquido de gás comprimido (CGL) que compreende uma mistura de fase líquida de gás natural e um solvente líquido de hidrocarboneto em uma forma de meio líquido, em que o solvente líquido de hidrocarboneto inclui um ou mais de etano, propano e butano, para distribuir gás natural para o mercado, o sistema **CARACTERIZADO** por compreender:

uma embarcação de transporte marítimo que compreende um sistema de contenção configurado para armazenar o produto de CGL em pressões e temperaturas de armazenamento em pontos selecionados nas faixas de -40°C (-40F) a -62,22°C (-80F) e 6,21 MPa (900 psig) a 14,82MPa (2150 psig) e associadas a densidades de armazenamento para o gás natural que excedem as densidades de armazenamento de gás natural comprimido (CNG) para as mesmas pressões e temperaturas de armazenamento, e

uma barcaça de descarregamento que compreende módulos de equipamentos de separação, fracionamento e descarregamento para separar o produto de CGL em seus constituintes de gás natural e solvente e descarregar gás natural para instalações de gasoduto ou armazenamento, em que a barcaça de descarregamento é configurada para receber o produto de CGL a partir da embarcação de transporte marítimo e em que a barcaça de descarregamento é móvel entre locais de descarregamento de

mercado de gás.

4. Sistema, de acordo com as reivindicações 1, 2 ou 3, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que o sistema de contenção compreende um sistema de contenção de gasoduto unido em circuito com instalações de recirculação para manter as temperaturas e pressões em pontos selecionados nas faixas de -40°C (-40F) a -62,22°C (-80F) e 6,21 MPa (900 psig) a 14,82MPa (2150 psig).

5. Sistema, de acordo com a reivindicação 4, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que o sistema de gasoduto unido em circuito compreende feixes de tubos interconectados encaixados horizontalmente conectados de ponta a ponta para formar um único gasoduto contínuo.

6. Sistema, de acordo com a reivindicação 5, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que os feixes de tubos individuais do sistema de tubos encaixados horizontalmente compreendem uma série de uniões em circuito de serpentinas paralelas formando um gasoduto contínuo e é configurado para o padrão de fluxo de fluido em serpentina entre tubos adjacentes.

7. Sistema, de acordo com a reivindicação 5, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que os feixes de tubos são verticalmente empilháveis nas primeira e segunda configurações de pilhas de tubos, em que as primeira e segunda configurações de pilhas de tubos são intertraváveis horizontalmente entre si.

8. Sistema, de acordo com as reivindicações 1 ou 2, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que a barcaça de produção é configurada para adicionar ou remover módulos de equipamento de processo para ajustar a composição do gás natural.

9. Sistema, de acordo com as reivindicações 1 ou 3, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que a barcaça de descarregamento é configurada para adicionar ou remover módulos de equipamento de fracionamento para ajustar a composição do gás natural.

10. Sistema, de acordo com a reivindicação 7, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que as pilhas de tubos são isoláveis entre si para contenção de carga parcial ou mista.

11. Sistema, de acordo com as reivindicações 1, 2 ou 3, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que o sistema de contenção inclui um sistema de carregamento e descarregamento de fluido de deslocamento para carregar o produto de CGL sob pressão

para dentro do sistema de contenção e deslocar totalmente o produto de CGL a partir do sistema de contenção.

12. Sistema, de acordo com a reivindicação 9, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que o sistema de descarregamento compreende um meio para ajustar um teor bruto de calor de um gás descarregado.

13. Sistema, de acordo com as reivindicações 1, 2 ou 3, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que o sistema de contenção é configurado para armazenar o produto de CGL em uma faixa de razão de massa de gás armazenado para massa de estrutura de contenção de 0,331 kg/kg (0,73 lb/lb) a 0,340 kg/kg (0,75 lb/lb) para o gás natural no produto de CGL.

14. Sistema, de acordo com as reivindicações 1, 2 ou 3, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que o sistema de contenção é ainda configurado para armazenamento seletivo e transporte de líquidos de gás natural (NGL).

15. Método para processamento, armazenamento e transporte de gás natural a partir da fonte de fornecimento para o mercado, **CHARACTERIZADO** por compreender receber gás natural em uma barcaça de produção que compreende módulos de equipamento de processamento configurados para produzir um produto líquido de gás comprimido (CGL), uma mistura de fase líquida de gás natural e um solvente líquido de hidrocarboneto em uma forma de meio líquido, em que o solvente líquido de hidrocarboneto inclui um ou mais de etano, propano e butano, em que a barcaça de produção é móvel entre locais de fornecimento de gás,

produzir um fornecimento de produto de CGL para armazenamento e transporte,

carregar o produto de CGL a partir da barcaça de produção para uma embarcação de transporte marítimo que compreende um sistema de contenção configurado para armazenar o produto de CGL em pressões e temperaturas de armazenamento em pontos selecionados nas faixas de -40°C (-40F) a -62,22°C (-80F) e 6,21 MPa (900 psig) a 14,82MPa (2150 psig) e associadas a densidades de armazenamento para o gás natural que excedem as densidades de armazenamento de gás natural comprimido (CNG) para as mesmas pressões e temperaturas de armazenamento,

descarregar o produto de CGL a partir do sistema de contenção na embarcação de transporte marítimo para uma barcaça de descarregamento que compreende módulos de equipamento de separação, fracionamento e descarregamento para separar o produto de CGL em seus constituintes de gás natural e solvente e descarregar gás natural para instalações de gasoduto ou armazenamento, em que a barcaça de descarregamento é móvel entre locais de descarregamento de mercado de gás,

separar o produto de CGL em seus constituintes de gás natural e solvente, e descarregar o gás natural a partir da barcaça de descarregamento para instalações de gasoduto ou armazenamento.

16. Método para processamento, armazenamento e transporte de gás natural a partir da fonte de fornecimento para o mercado, **CARACTERIZADO** por compreender

receber gás natural em uma barcaça de produção que compreende módulos de equipamento de processamento configurados para produzir um produto líquido de gás comprimido (CGL) que compreende uma mistura de fase líquida de gás natural e um solvente líquido de hidrocarboneto em uma forma de meio líquido, em que o solvente líquido de hidrocarboneto inclui um ou mais de etano, propano e butano, em que a barcaça de produção é móvel entre locais de fornecimento de gás,

produzir um fornecimento de produto de CGL para armazenamento e transporte, e

carregar o produto de CGL a partir da barcaça de produção para uma embarcação de transporte marítimo que compreende um sistema de contenção configurado para armazenar o produto de CGL em pressões e temperaturas de armazenamento em pontos selecionados nas faixas de -40°C (-40F) a -62,22°C (-80F) e 6,21 MPa (900 psig) a 14,82MPa (2150 psig) e associadas a densidades de armazenamento para o gás natural que excedem as densidades de armazenamento de gás natural comprimido (CNG) para as mesmas pressões e temperaturas de armazenamento.

17. Método para processamento de gás natural a partir da fonte de fornecimento e produção, armazenamento e transporte de um produto líquido de gás comprimido (CGL) que compreende uma mistura de fase líquida de gás natural e um solvente líquido de hidrocarboneto em uma forma de meio líquido, em que o solvente líquido de

hidrocarboneto inclui um ou mais de etano, propano e butano, para distribuir gás natural para o mercado, **CARACTERIZADO** por compreender:

armazenar um produto de CGL em uma embarcação de transporte marítima que compreende um sistema de contenção configurado para armazenar o produto de CGL em pressões e temperaturas de armazenamento em pontos selecionados nas faixas de -40°C (-40F) a -62,22°C (-80F) e 6,21 MPa (900 psig) a 14,82MPa (2150 psig) e associadas a densidades de armazenamento para o gás natural que excedem as densidades de armazenamento de gás natural comprimido (CNG) para as mesmas pressões e temperaturas de armazenamento,

descarregar o produto de CGL a partir do sistema de contenção na embarcação de transporte marítimo para uma barça de descarregamento que compreende módulos de equipamento de separação, fracionamento e de descarregamento para separar o produto de CGL em seus constituintes de gás natural e solvente e descarregar gás natural para instalações de gasoduto ou armazenamento, em que a barça de descarregamento é móvel entre locais de descarregamento de mercado de gás,

separar o produto de CGL em seus constituintes de gás natural e solvente, e

descarregar o gás natural a partir da barça de descarregamento para instalações de gasoduto ou armazenamento.

18. Método, de acordo com as reivindicações 15, 16 ou 17, **CARACTERIZADO** pelo fato de que compreende ainda a etapa de recircular o produto de CGL armazenado para manter suas temperaturas e pressões de armazenamento em pontos selecionados nas faixas de -40°C (-40F) a -62,22°C (-80F) e 6,21 MPa (900 psig) a 14,82MPa (2150 psig).

19. Método, de acordo com as reivindicações 15, 16 ou 17, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o sistema de gasoduto unido em circuito compreende feixes de tubos interconectados encaixados horizontalmente.

20. Método, de acordo com a reivindicação 19, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o sistema de tubos encaixado horizontalmente é configurado para o padrão de fluxo de fluido em serpentina entre tubos adjacentes.

21. Método, de acordo com a reivindicação 19, **CARACTERIZADO** pelo fato de

que os feixes de tubos são verticalmente empilháveis nas primeira e segunda configurações de pilhas de tubos, em que as primeira e segunda configurações de pilhas de tubos são intertraváveis horizontalmente entre si.

22. Método, de acordo com as reivindicações 15 ou 16, **CARACTERIZADO** pelo fato de que compreende ainda a etapa de ajustar a composição do gás natural distribuído para o mercado pela adição ou remoção de um ou mais módulos de equipamento de processo na barcaça de produção.

23. Método, de acordo com as reivindicações 15 ou 17, **CARACTERIZADO** pelo fato de que compreende ainda a etapa de ajustar a composição do gás natural distribuído para o mercado pela adição ou remoção de um ou mais módulos de equipamento de fracionamento na barcaça de descarregamento.

24. Método, de acordo com a reivindicação 21, **CARACTERIZADO** pelo fato de que compreende ainda a etapa de isolar pelo menos uma pilha de tubos a partir de pelo menos outra pilha de tubos para contenção de carga parcial ou mista.

25. Método, de acordo com a reivindicação 15 ou 16, **CARACTERIZADO** pelo fato de que compreende ainda a etapa de carregar o produto de CGL no sistema de contenção contra uma contrapressão de um fluido de deslocamento suficiente para manter o produto de CGL em seu estado líquido.

26. Método, de acordo com a reivindicação 25, **CARACTERIZADO** pelo fato de que compreende ainda a etapa de fluir o fluido de deslocamento para dentro do sistema de contenção e deslocar totalmente o produto de CGL a partir do sistema de contenção.

27. Método, de acordo com a reivindicação 23, **CARACTERIZADO** pelo fato de que compreende ainda a etapa de ajustar um teor bruto de calor de um gás descarregado.

28. Método, de acordo com as reivindicações 15, 16 ou 17, **CARACTERIZADO** pelo fato de que a etapa de armazenamento do produto de CGL no sistema de contenção inclui armazenar o produto de CGL em uma faixa de razão de massa de gás armazenado por massa de estrutura de contenção de 0,331 kg/kg (073 lb/lb) a 0,340 kg/kg (0,75 lb/lb) para o gás natural no produto de CGL.

29. Método, de acordo com as reivindicações 15, 16 ou 17, **CARACTERIZADO** pelo fato de compreender ainda a etapa de armazenar seletivamente o produto de líquidos de gás natural (NGL).

10

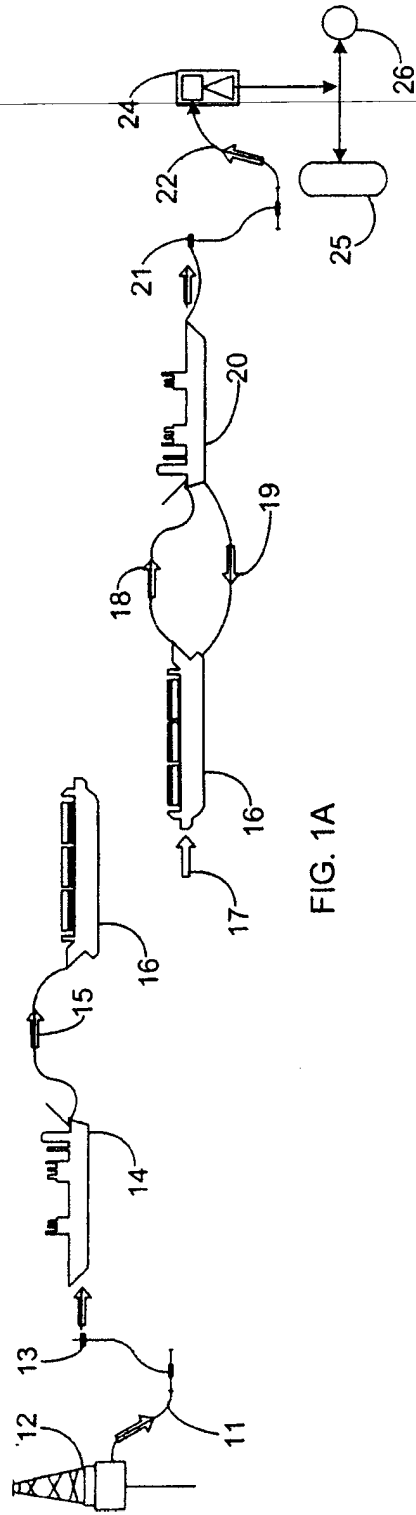


FIG. 1A

30

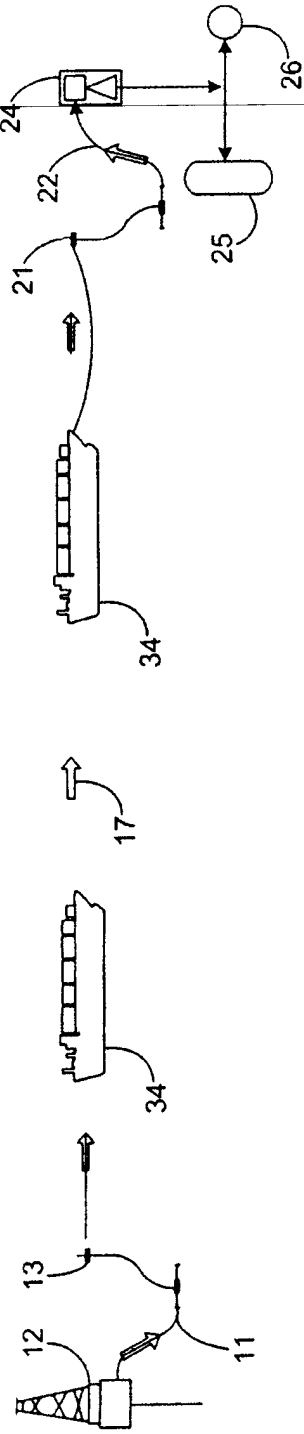
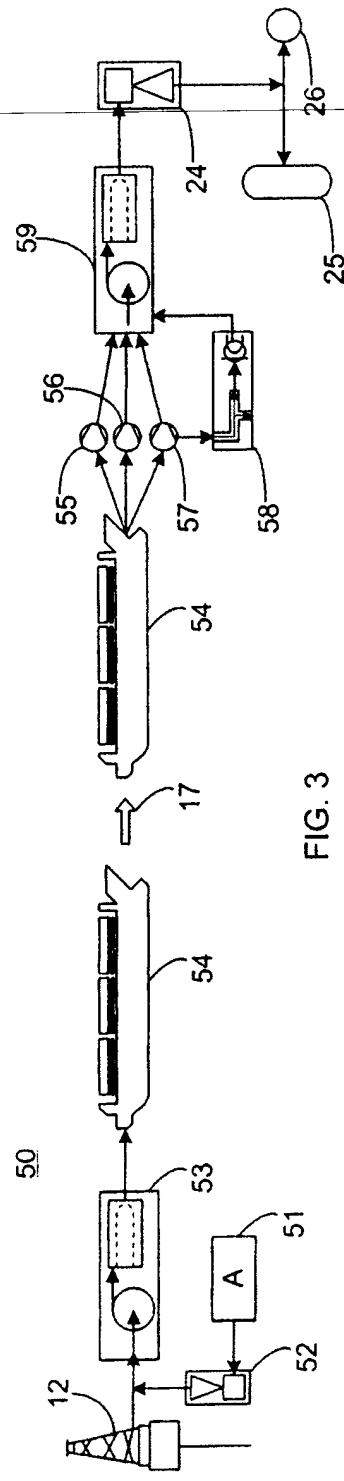
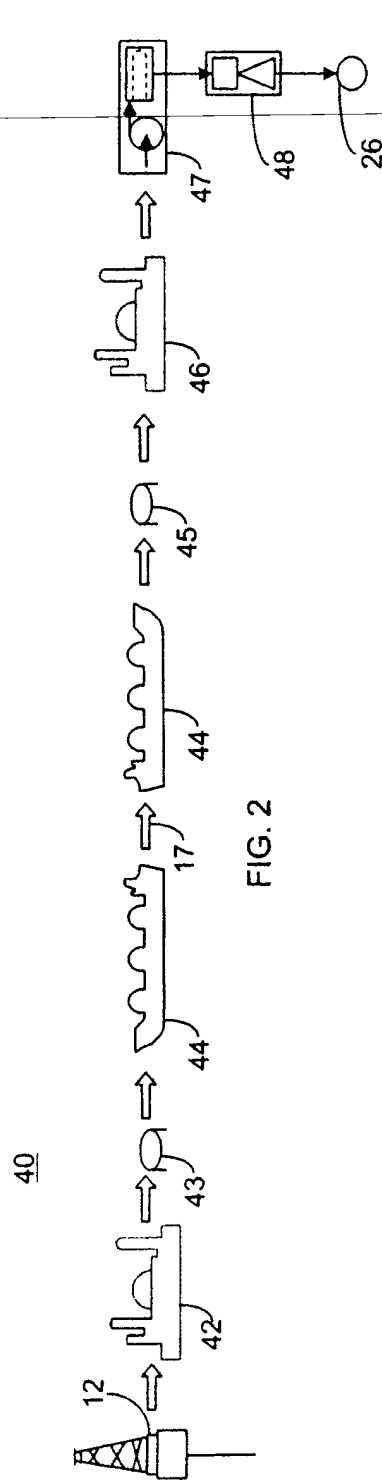


FIG. 1B



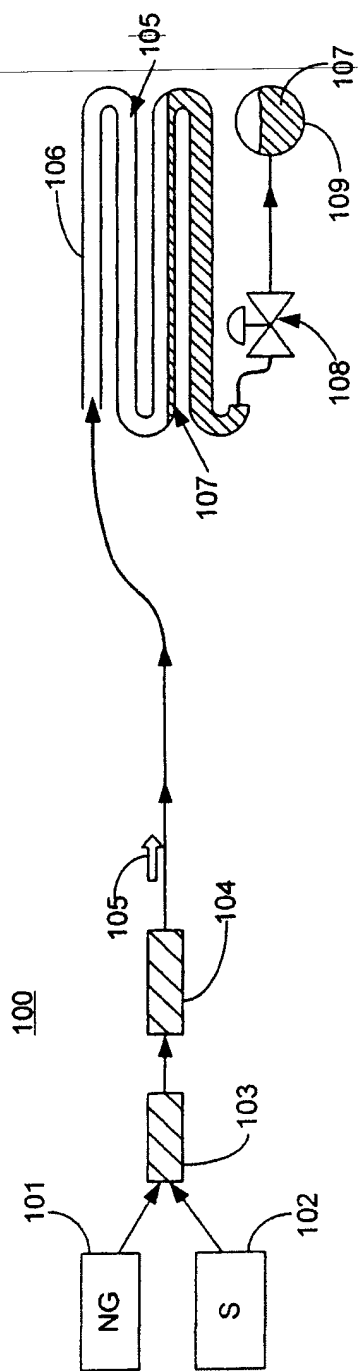


FIG. 4A

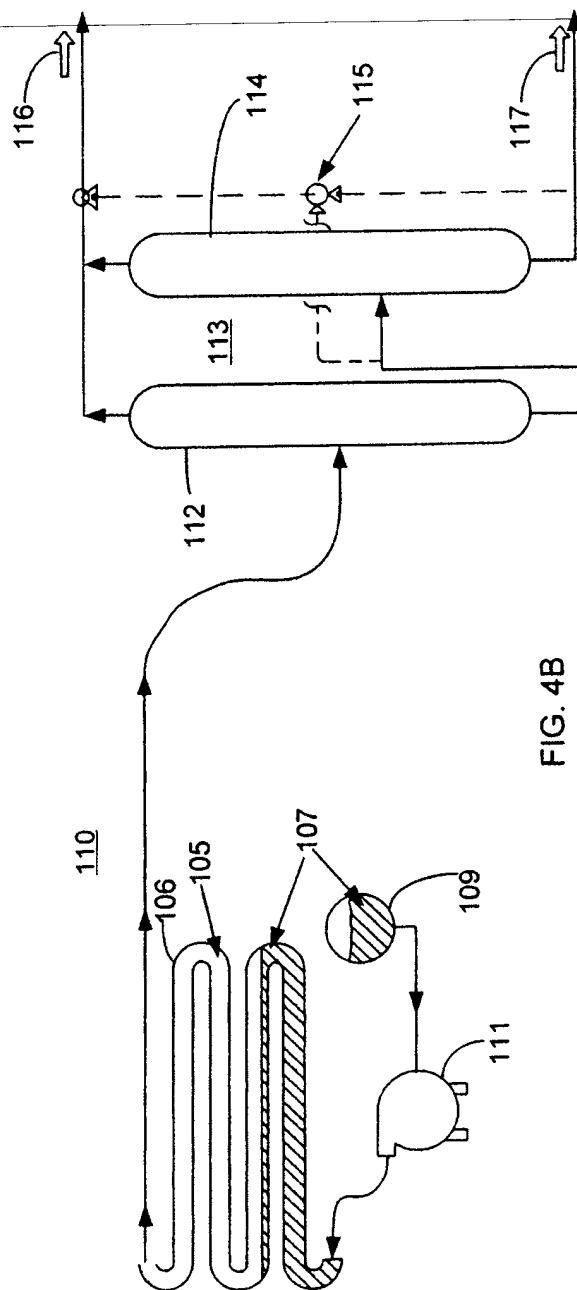
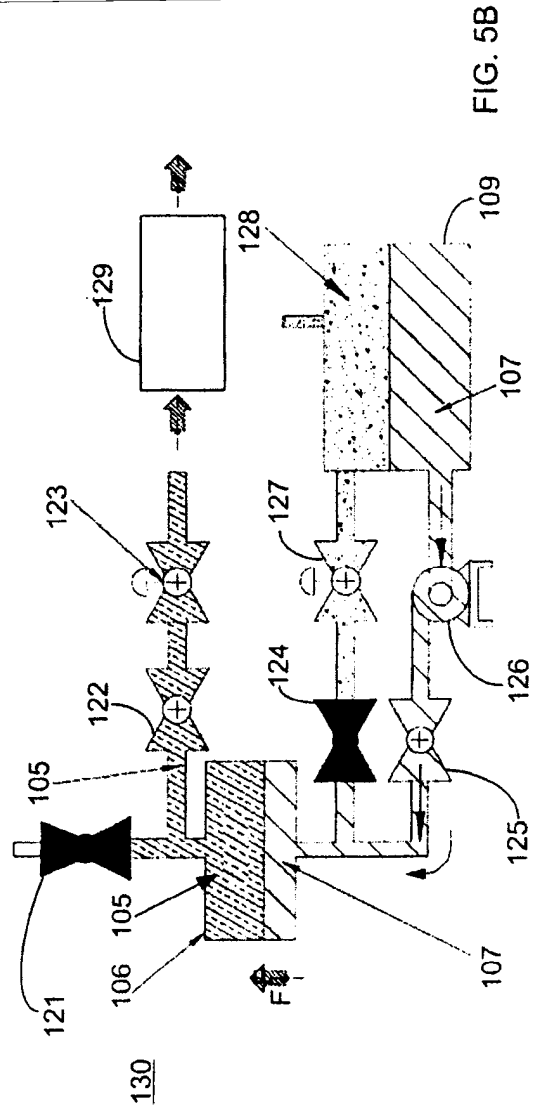
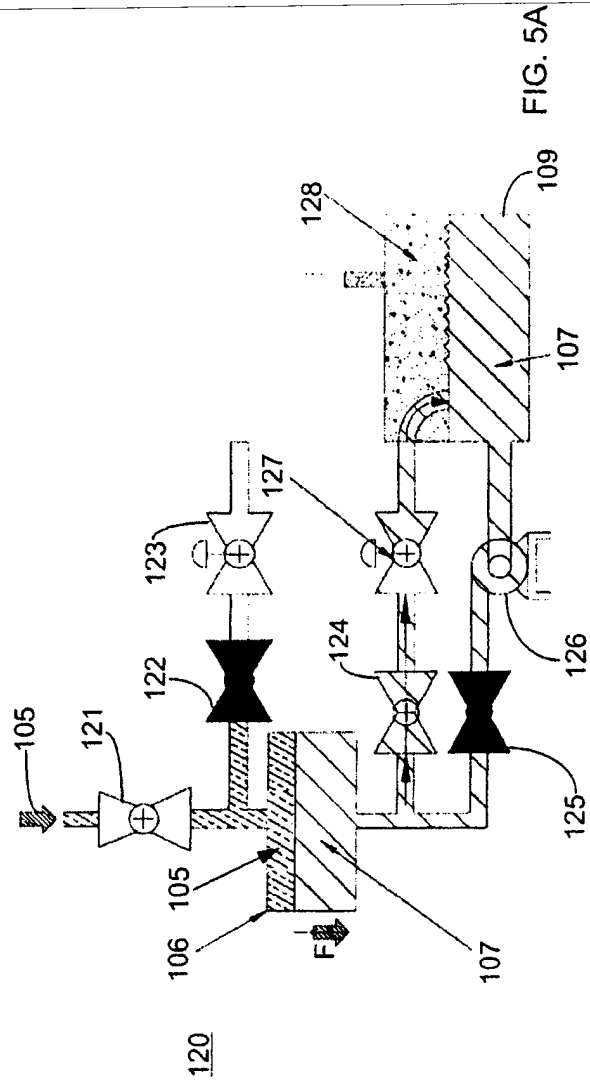
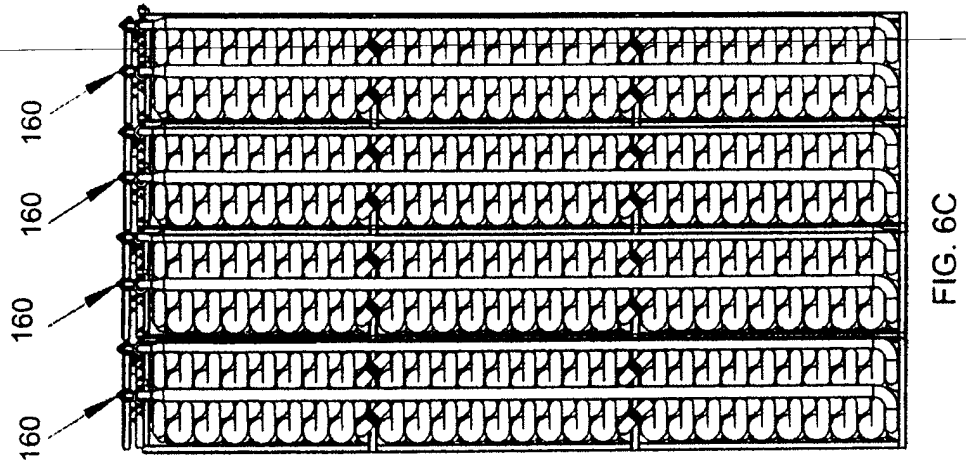
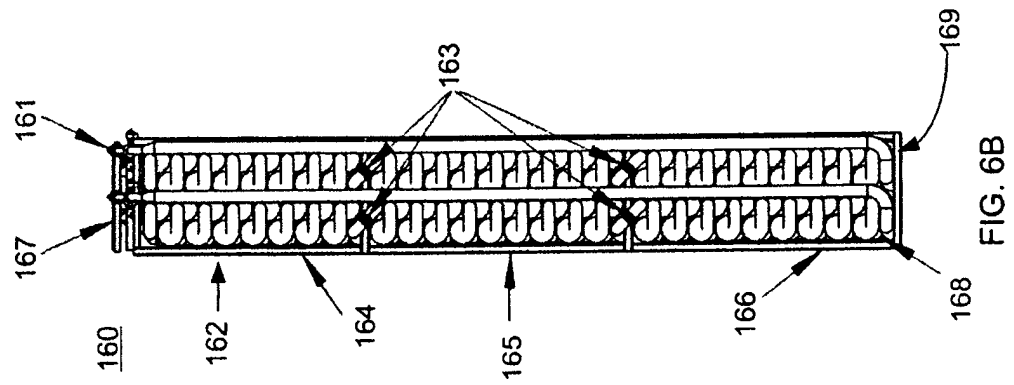
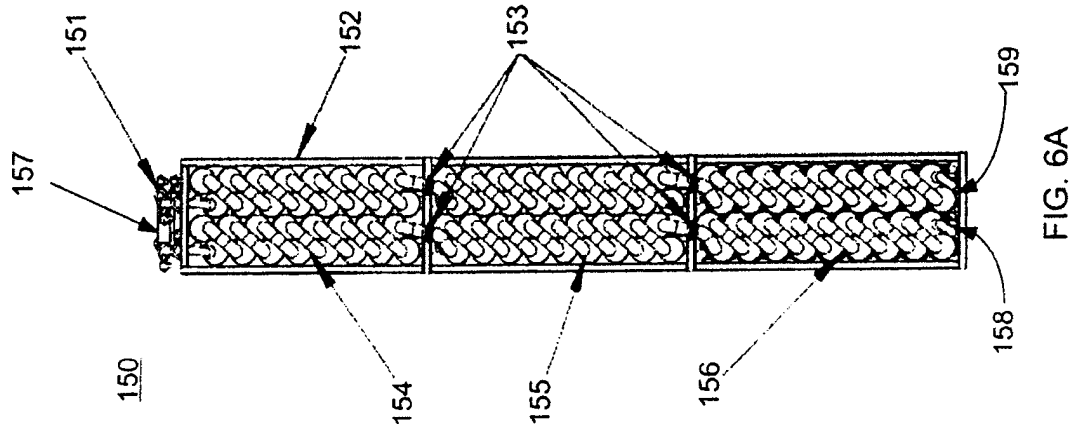
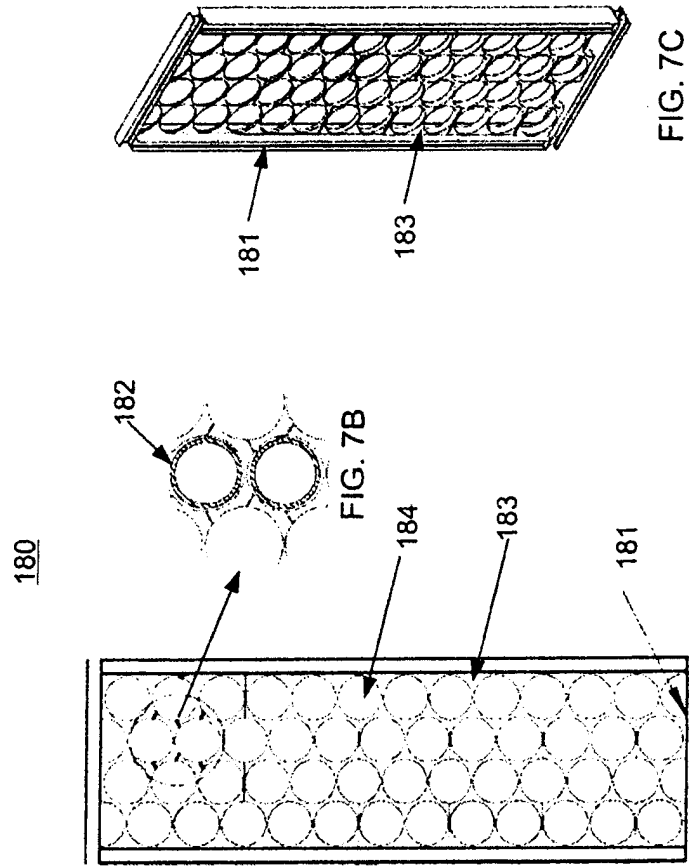
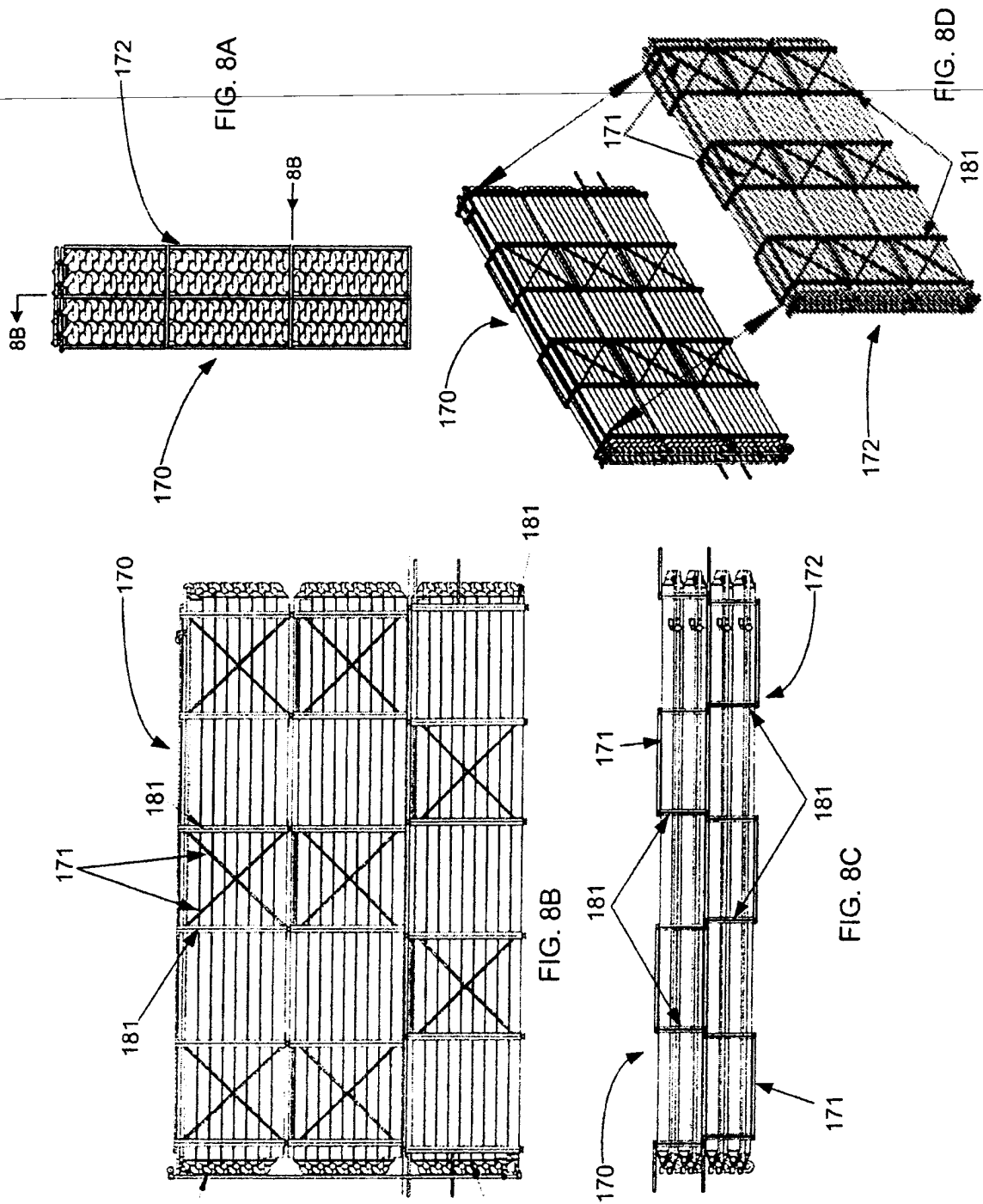


FIG. 4B









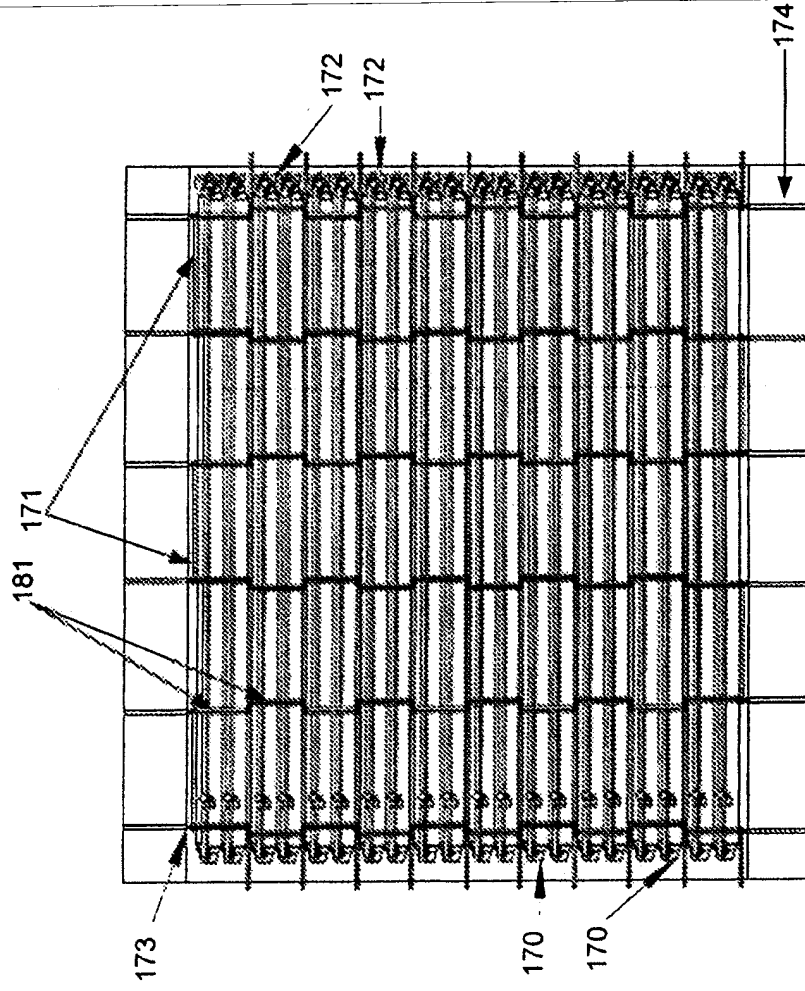
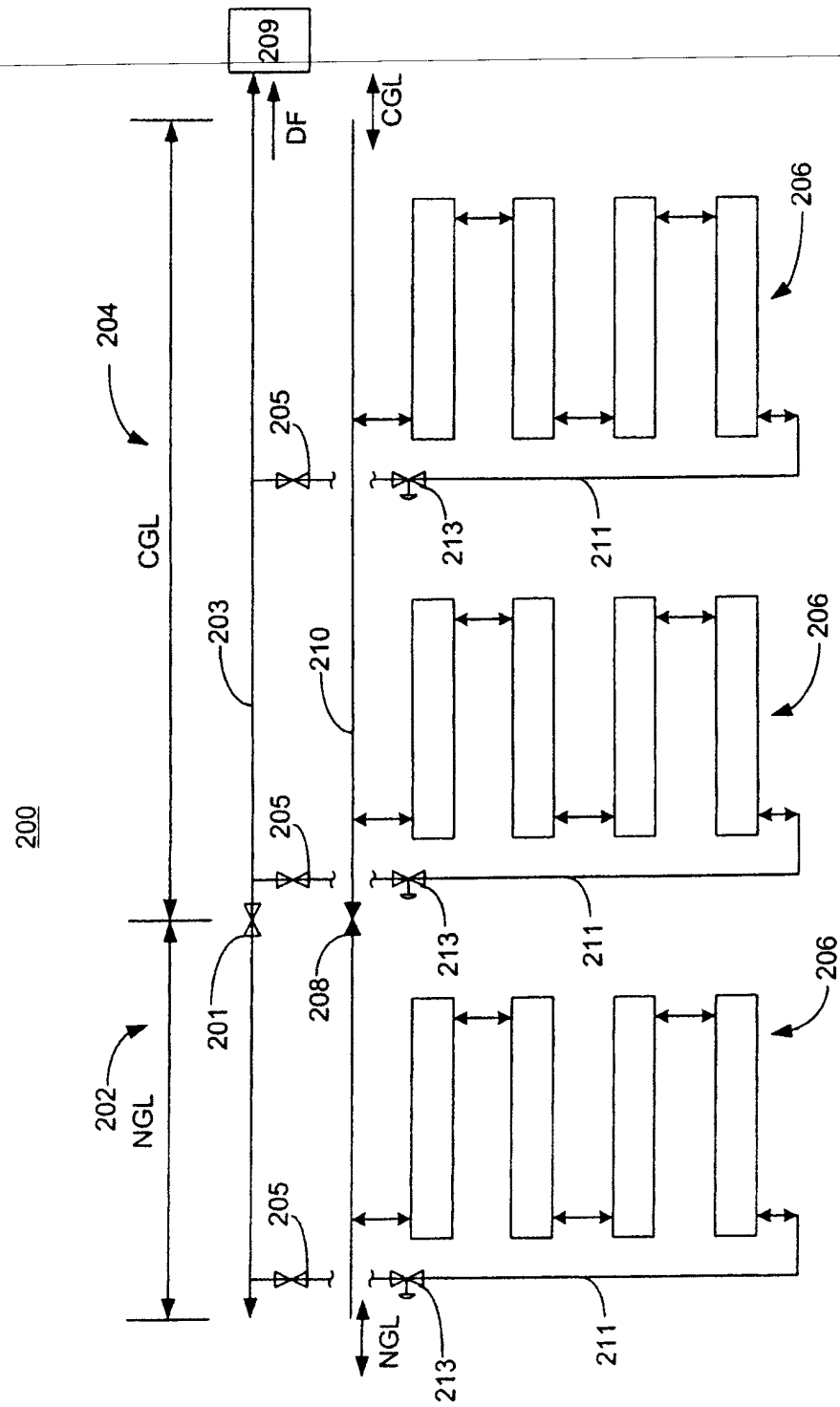


FIG. 9



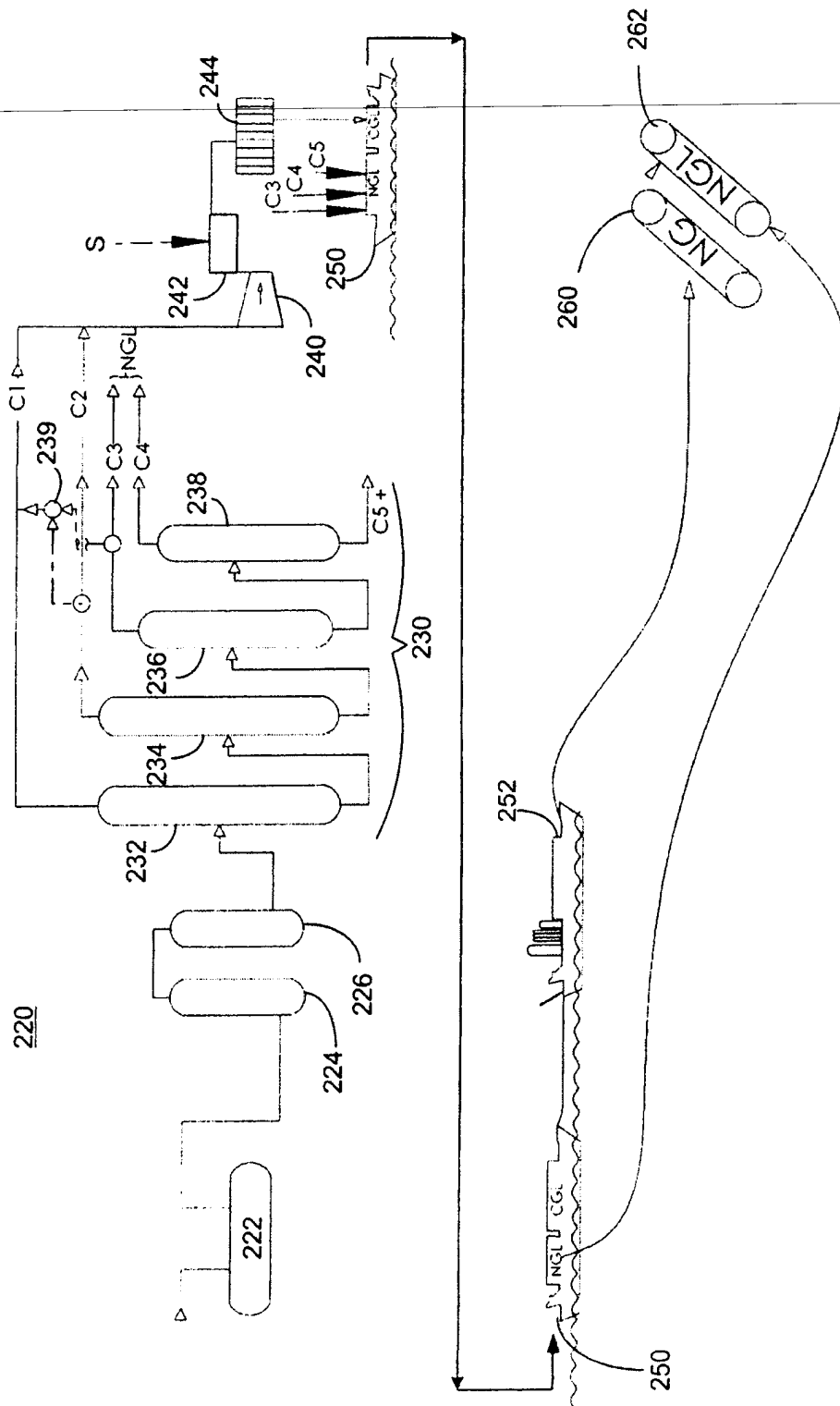


FIG. 10B

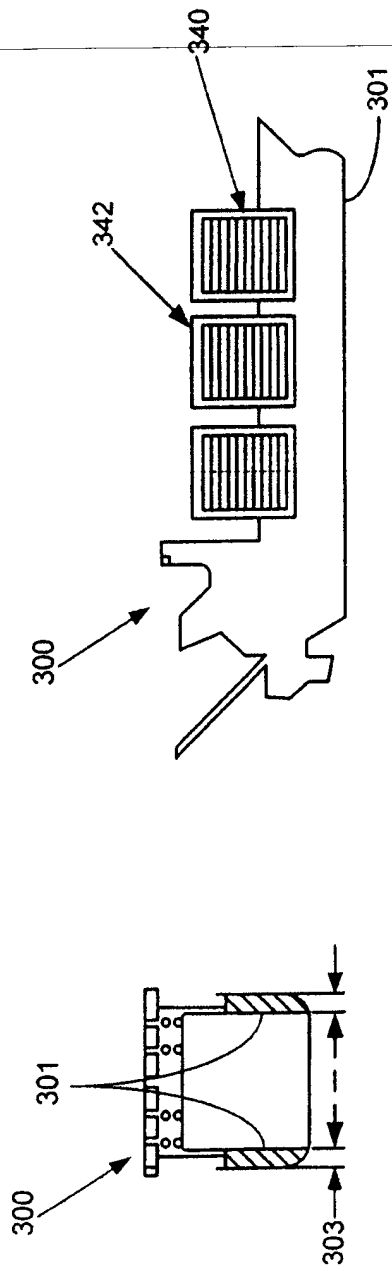


FIG. 11B

FIG. 11A

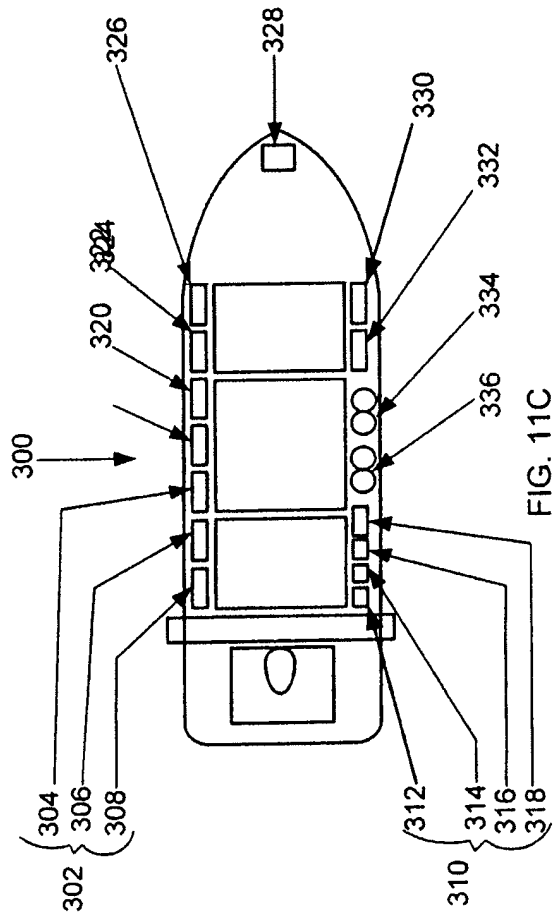


FIG. 11C

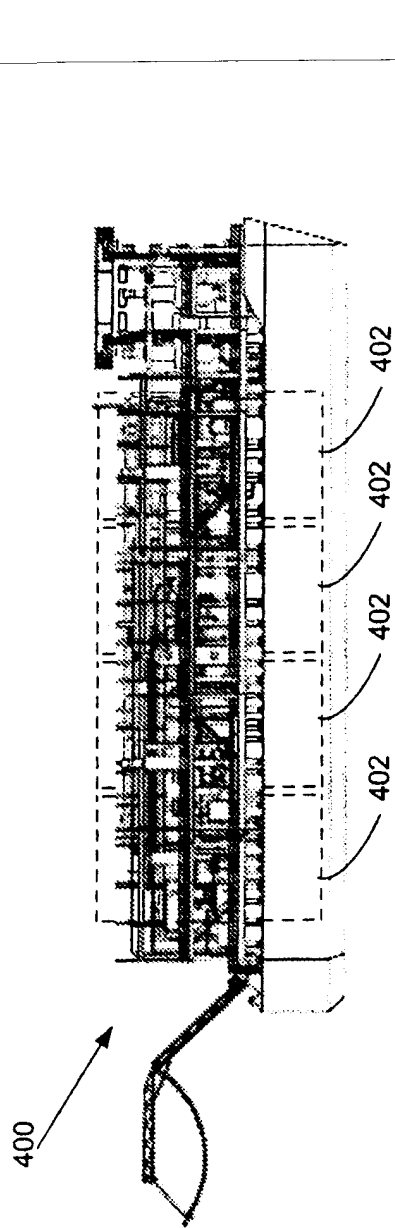


FIG. 12A

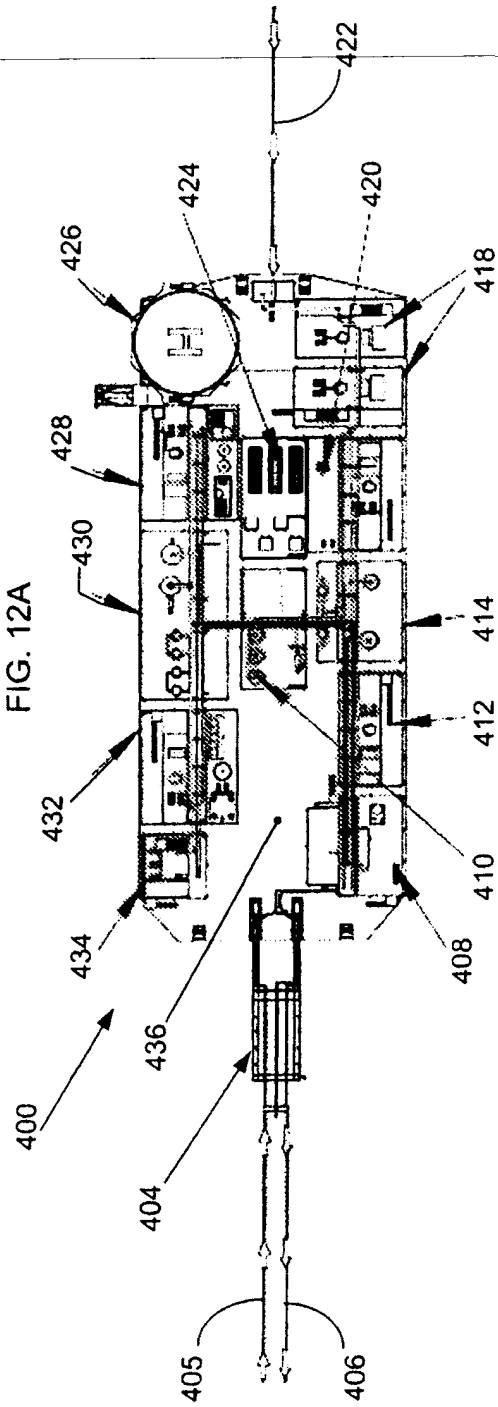


FIG. 12B

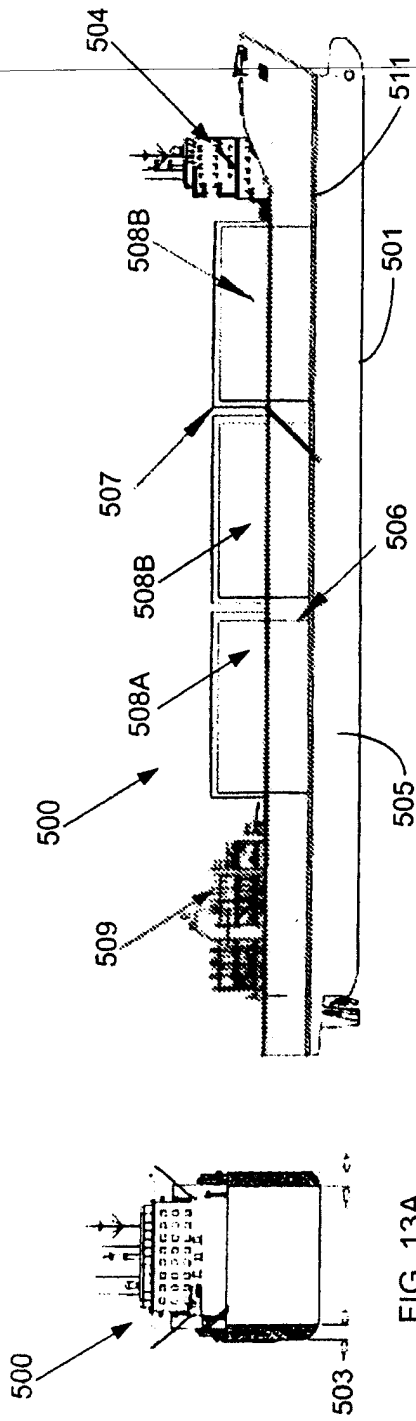


FIG. 13A

FIG. 13B

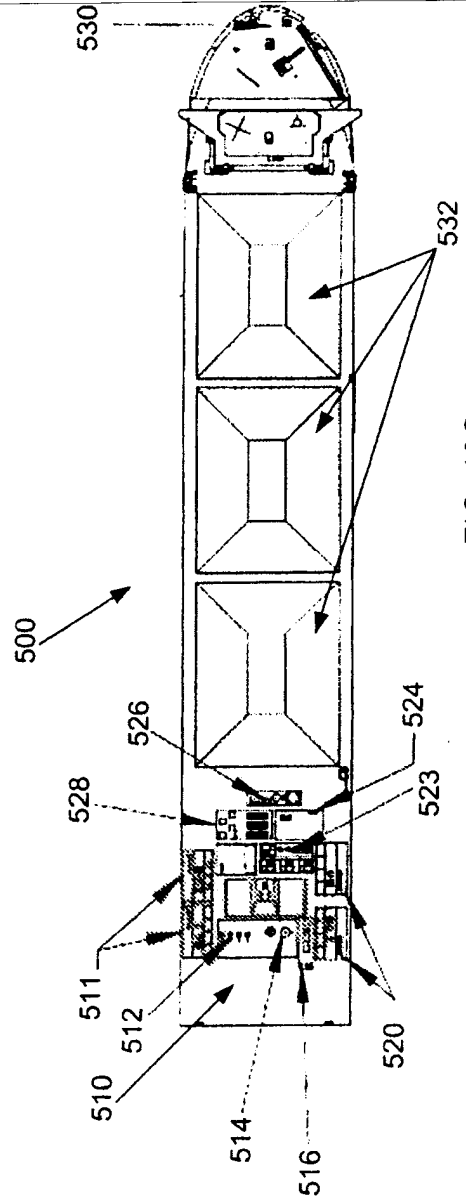
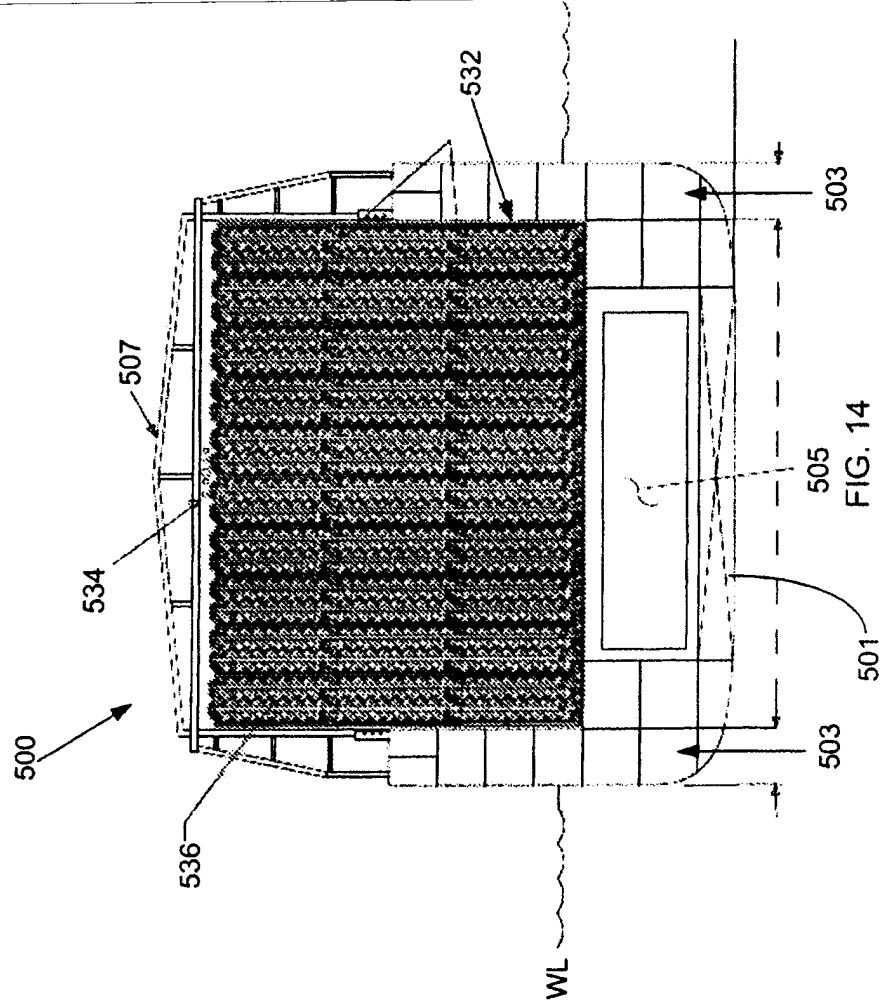


FIG. 13C



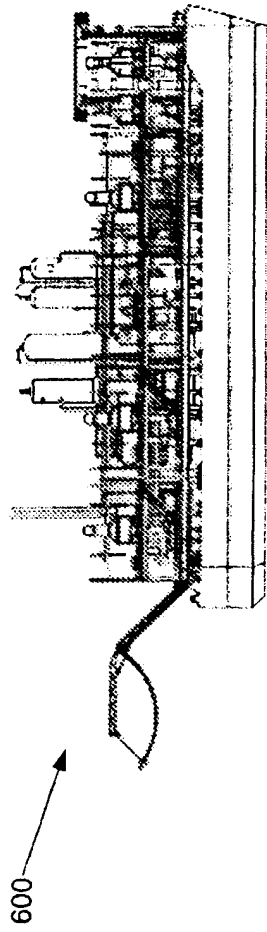


FIG. 15A

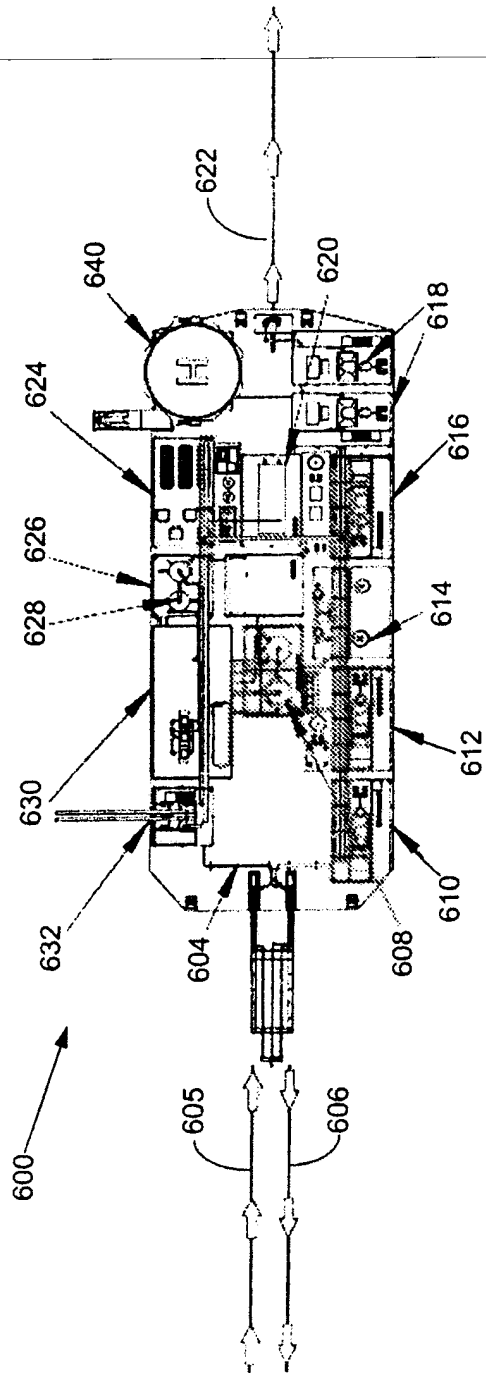


FIG. 15B

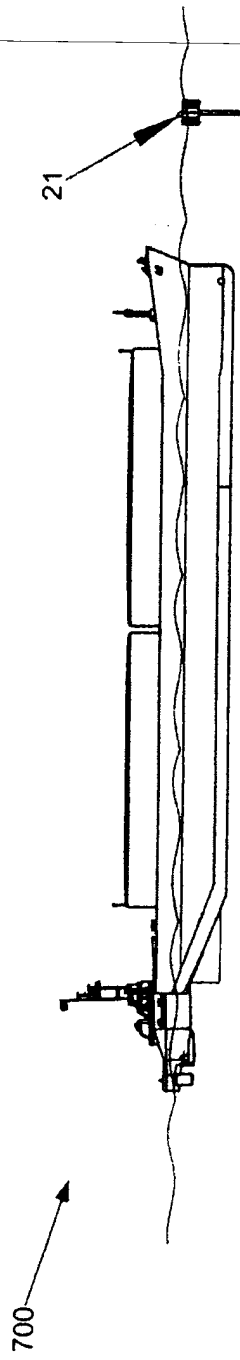


FIG. 16A

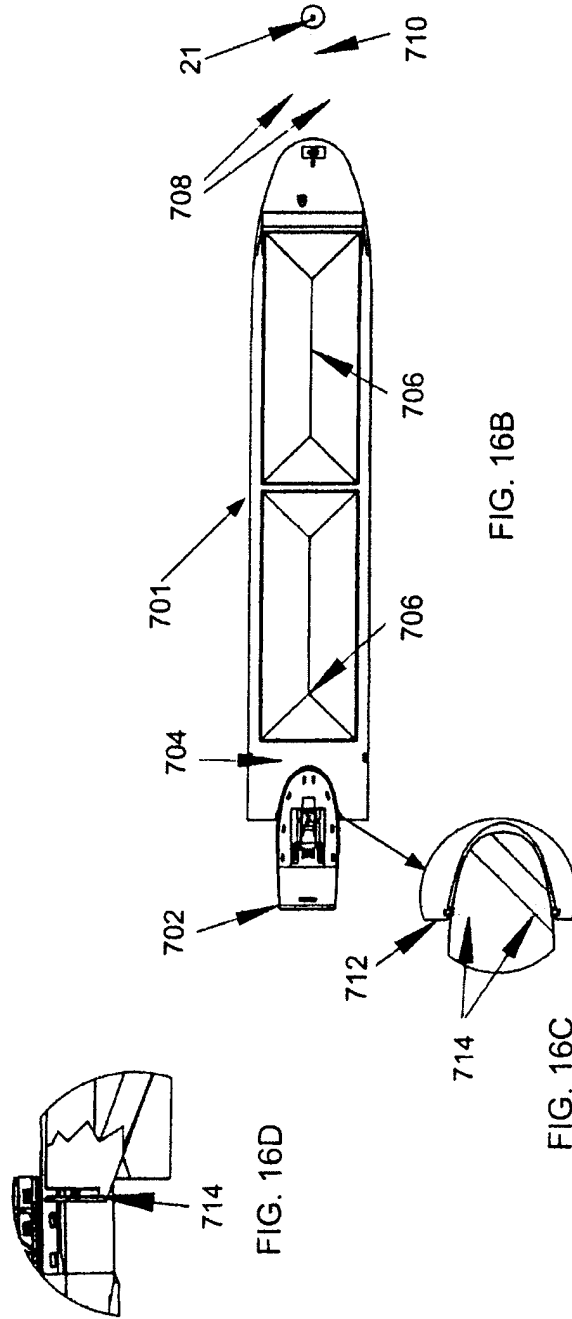


FIG. 16B

FIG. 16C

FIG. 16D

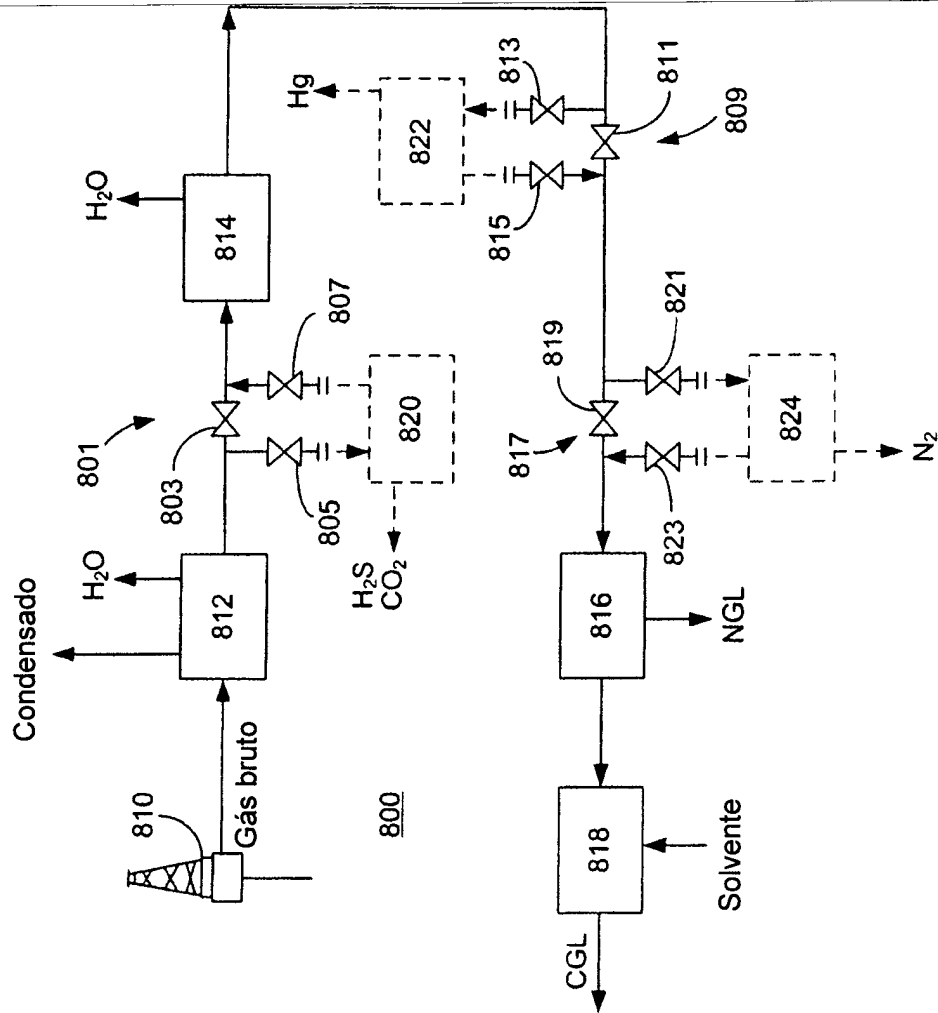


FIG. 17