



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

**(21) PI 0720259-8 A2**



(22) Data de Depósito: 07/12/2007  
(43) Data da Publicação: 25/02/2014  
(RPI 2251)

(51) *Int.Cl.:*  
E21B 43/01  
E21B 43/00

**(54) Título:** MÉTODO PARA DESENVOLVIMENTO DE UM CAMPO DE PETRÓLEO OU GÁS AO LARGO DA COSTA.

**(57) Resumo:**

**(30) Prioridade Unionista:** 29/05/2007 US 11/754851, 08/12/2006 US 60/869173, 08/12/2006 US 60/869173

**(66) Prioridade Interna:** 860446

**(73) Titular(es):** AGR Deepwater Development Systems, Inc.

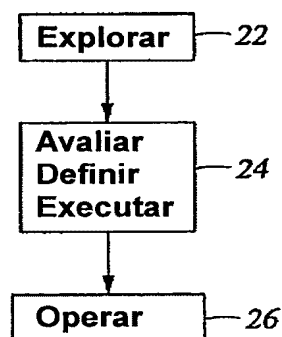
**(72) Inventor(es):** Edward E. Horton, III, James V. Maher

**(74) Procurador(es):** Momsen, Leonardos & Cia.

**(86) Pedido Internacional:** PCT US2007086738 de 07/12/2007

**(87) Publicação Internacional:** WO 2008/073815de 19/06/2008

20 →



“MÉTODO PARA DESENVOLVIMENTO DE UM CAMPO DE PETRÓLEO OU GÁS AO LARGO DA COSTA”

DECLARAÇÃO RELATIVA AO DESENVOLVIMENTO OU PESQUISA  
FEDERALMENTE PATROCINADA

5 Não aplicável.

FUNDAMENTOS DA INVENÇÃO

A invenção trata de métodos para desenvolver campos de petróleo e gás ao largo da costa. Um dos maiores desafios no desenvolvimento de campos de petróleo tem sido o fato das jazidas encontradas nos campos não poder ser observada exceto através de recursos indiretos, que introduzem um grau substancial de conjectura na avaliação das condições efetivas *in situ*. Em campos situados em águas profundas ao largo, os métodos convencionais usados para mitigar os riscos no desenvolvimento comprovaram ser problemáticos, forçando um regime de desenvolvimento onde os investimentos são muito maiores e contudo tem de ser realizados com menos informações do que as tradicionalmente acumuladas previamente à tomada de decisões.

Os investimentos envolvidos no desenvolvimento de campos de petróleo e gás são substanciais e sujeitos a altos níveis de riscos. O desenvolvimento de um campo de petróleo e gás tem genericamente envolvido o recolhimento de dados diretos significativos, para estimar os riscos envolvidos no projeto, e operações técnicas, e de engenharia para melhor especificar o produto final obtido e, por conseguinte, os custos envolvidos. O método para levar um campo a entrar em produção envolve um numero de etapas definitivas consecutivas.

Embora cada companhia apresente pequenas variações, as etapas envolvidas nos métodos de desenvolvimento típicos 10, que são mostradas na figura 1 e incluem a exploração geológica de um campo 12, a perfuração avaliadora de poços dentro do campo 14, a definição do plano para

o desenvolvimento do campo 16, a execução do plano 18, e a operação do campo 19. A exploração geológica de um campo 12 compreende várias investigações geológicas preliminares e trabalho sísmico 2D esparsos sucedidos por uma prospecção sísmica 3D. Caso os aspectos de um sítio pareçam promissores um poço exploratório é perfurado. Durante este método, vários modelos de reservatório são gerados a partir do trabalho sísmico e a seguir atualizados com informações verificadas contra os resultados do poço.

Uma vez que o poço exploratório inicial tenha sido perfurado e determinada quantidade de hidrocarbonetos tenha sido identificada, a fase de perfuração de avaliação 14 se inicia. Nesta fase, vários poços adicionais são perfurados para delinear o reservatório e obter informações do reservatório. A medida que os poços são perfurados, várias operações de diagrfia e de teste podem ser efetuadas de maneira a estabelecer informações razoáveis várias operações de diagrfia e de teste podem ser realizadas de maneira a estabelecer informações razoáveis a serem incorporadas aos modelos de reservatório, que são então usadas para maior compreensão dos vários parâmetros importantes.

Uma vez que o reservatório tenha sido avaliado, o desenvolvimento do campo é definido 16. O plano pode compreender identificação quanto ao número e locação de poços a ser perfurado, qual tipo de recursos na superfície, qual tipo de condutores submarinos, e qual o tipo de recursos de exportação (oleodutos, navios tanque, etc.) será usado. Estes planos são todos baseados sobre informações de reservatório que se encontram disponíveis, que conforme exposto acima podem estar incompletas ou ser inexatas, Uma vez definido, o plano para o desenvolvimento é executado 18, que compreende a aquisição e construção de equipamento e sistemas necessários para o projeto. Uma vez que o equipamento necessário esteja em posição, o campo 19 pode ser posto em operação.

Durante a operação do campo 19, as condições dentro do

campo podem se alterar ou podem ser exatamente conforme previstas durante as fases de avaliação e planejamento. Devido a maior parte do equipamento e sistemas especificados terem sido projetadas e construídas para operar sob um conjunto específico de condições, qualquer alteração nestas condições pode  
5 causar o equipamento a operar com eficiência inferior à ideal.

Ainda que os métodos e as deficiências associadas acima expostas sejam geralmente adotadas para todos os campos indiferentemente à localização ou complexidade técnica, existe um numero de fatores adicionais como alta pressão, alta temperatura, parte sal básica em águas profundas do  
10 Golfo do México que tornam estes métodos particularmente problemáticos. Um destes fatores é que, em águas profundas do Golfo do México, as tecnologias sísmicas são significativamente menos confiáveis devido às extremas profundidades dos alvos combinadas com as complicações envolvidas na aquisição de dados sísmicos através do domo salino que cobre a  
15 maior parte das áreas nas águas profundas do Golfo do México. Deficiências na exploração sísmica são com freqüência compensadas pela perfuração de poços exploratórios adicionais. porem esta não é uma opção atraente devido a serem significativos os custos e a complexidade da abertura de poços nestas regiões de águas profundas.

20 Assim. as modalidades de realização da presente invenção são dirigidas a métodos para desenvolver poços ao largo que buscam superar estas e outras limitações da técnica anteriormente existente.

### SUMÁRIO DAS MODALIDADES PREFERENCIAIS

Em uma modalidade, o método da presente invenção  
25 compreende dispor um navio sonda e de produção em um campo ao largo para perfurar e completar pelo menos um poço. A produção de pelo menos um navio é iniciada e avaliada. Um navio de produção secundário é selecionado com base na produção avaliada e é disposto no campo ao largo para substituir o navio sonda e de produção inicial e suportar a produção do

pelo menos um poço.

Assim, as modalidades da presente invenção compreendem uma combinação de características e vantagens que habilitam o desenvolvimento de um campo ao largo a ser realizado de uma maneira mais flexível e econômica. Estas e várias outras características e vantagens da presente invenção serão facilmente aparentes aqueles versados na técnica pela leitura da descrição detalhada que se segue das modalidades preferenciais da invenção e pela consulta dos desenhos apensos.

#### DESCRIÇÃO SUCINTA DOS DESENHOS

Para uma compreensão mais detalhada da presente invenção, referência é feita às figuras apensas, de acordo com as quais:

A figura 1 é um diagrama em blocos ilustrando um método de desenvolvimento de campo da técnica anterior;

A figura 2 é um diagrama em blocos ilustrando um método de desenvolvimento de campo de acordo com modalidades da presente invenção;

A figura 3 é um diagrama em blocos ilustrando um método de desenvolvimento de campo de acordo com modalidades da presente invenção;

A figura 4 mostra um navio de instalação modular;

A figura 5 ilustra o navio de instalação modular da figura 4 sendo usado na instalação de um convés;

A figura 6 ilustra o navio de instalação modular da figura 4 sendo usado para instalar equipamento submarino;

A figura 7 ilustra o navio de instalação modular da figura 4 sendo usado para instalar âncoras de sucção;

A figura 8 é uma ilustração esquemática parcial de uma modalidade de um navio sonda e produção;

A figura 9 é uma ilustração esquemática de três plataformas flutuantes de dimensões variadas;

A figura 10 ilustra uma modalidade de uma unidade de convés

modular;

A figura 11 é uma vista em planta de uma unidade de convés modular;

5 A figura 12 é uma ilustração esquemática de um sistema de exportação modular em uma primeira configuração;

A figura 13 é uma ilustração esquemática de um sistema de exportação modular em uma segunda configuração;

A figura 14 é uma vista parcial de um sistema de fundeio; e

10 As figuras 15-21 são ilustrações esquemáticas de um campo em várias fases de desenvolvimento.

### DESCRIÇÃO DETALHADA DAS MODALIDADES PREFERENCIAIS

Na descrição que se segue, componentes idênticos são marcados através da totalidade do relatório descritivo e das figuras do desenho com os mesmos numerais de referência, respectivamente. As figuras  
15 do desenho não estão indispensavelmente em escala. Determinadas características da invenção podem ser mostradas exageradas em escala ou de forma algo esquematizada e determinados detalhes de elementos convencionais podem deixar de ser mostrados no interesse de clareza e concisão.

20 Conforme exposto acima, os métodos de desenvolvimento de campos ao largo atuais visam minimizar o custo de método total de forma a reduzir ao mínimo o risco caso o projeto falhe e maximizar a lucratividade caso o projeto logre êxito. Como uma alternativa, as modalidades da presente invenção buscam reduzir o risco minimizando os custos de projeto que têm de  
25 ser cometidos antes dos primeiro poucos campos produtivos entrarem em linha. Diversas vantagens maiores decorrem desta modificação de métodos, inclusive retardar o comprometimento de recursos até após as informações necessárias ter sido obtidas e fazer uso dos métodos de produção iniciais para compensar as despesas de método à medida que o desenvolvimento se

expande.

Reportando-se a seguir à figura 2, um método de desenvolvimento 20 pode compreender explorar o campo ao largo 22, concorrentemente avaliar o campo, definindo o desenvolvimento e execução do projeto 24, e operando o campo 26. De acordo com o método 20, a exploração 22 seria empreendida com componentes pré-projetados, padronizados. Estes componentes seriam suscetíveis de cambiar da exploração para a produção e obter informações acerca do potencial do campo para habilitar a avaliação, definição e execução inicial de um plano de desenvolvimento 24. Os componentes inicialmente instalados poderiam então cambiar para operar o campo 26 ou poderiam ser substituídos por equipamento especificamente selecionado em resposta às informações adquiridas durante o método de produção inicial.

Por exemplo, como mostrado na figura 3, um método de desenvolvimento 30 pode compreender dispor um navio sonda e produção em um campo ao largo 32 e realizar a perfuração e o completamento de pelo menos um poço no campo ao largo 34. O navio sonda e de produção iniciaria então a produção de pelo menos um poço 36. A produção do pelo menos um poço seria então avaliada 38 de maneira a formular um plano para operar o campo.

Caso o navio inicial não disponha das faculdades para suportar a operação do campo um navio de produção secundário é selecionado 40, com base na produção a partir do pelo menos um poço e do plano de operação. O navio inicial seria então substituído pelo navio de produção secundário para suportar a produção do pelo menos um poço e a operação em curso do campo 42 de acordo com o plano de operação.

Caso o campo a ser explorado for um campo extenso 44, o navio sonda e produção inicial poderia ser usado para a perfuração de poços adicionais e então ser substituído por uma unidade de produção e

completamento de maior porte. Caso o campo a ser operado for um campo de porte médio 46, o navio sonda e produção inicial poderia ser usado para perfurar poços adicionais e então ser substituído por uma unidade de produção e completamento de porte médio. Se o campo a ser operado for um campo de pequeno porte 48 o navio sonda e produção inicial poderia ser substituído por uma unidade de pequeno porte. Caso o campo a ser operado for um campo muito pequeno 50, os poços perfurados poderiam ser ligados com uma plataforma remota.

Durante a operação do campo, a produção é avaliada e o plano para operação pode ser modificado se desejado. Caso desejado, um navio de acompanhamento de produção pode ser disposto no campo ao largo 52 para substituir ou apoiar o navio de produção secundário no desenvolvimento e/ou produção do campo. Por exemplo, um navio-sonda adicional 54, um navio de produção 56 adicional, ou um navio sonda e produção 58 ou uma plataforma de serviço adicional 60, tal como uma unidade de injeção de água, pode ser disposta para apoiar ou substituir o navio de produção secundário. De maneira adicional ou como uma alternativa, o navio de produção secundário pode ser atualizado ou modificado para administrar mais eficientemente a operação do campo.

Um fator decisivo para a implementação eficiente e rentável dos métodos de desenvolvimento descritos aqui é o uso de construções de componentes padronizadas que podem ser ajustadas a uma variedade de condições e têm componentes modulares que permitem a separação de arquitetura de sistema de tal maneira que os componentes que tem de ser propositadamente projetados e construídos possam ser isolados. Os sistemas de preferência incluem interfaces que permitem grupos de componentes a ser combinados como conjuntos genéricos pré-projetados reaproveitáveis que permitem componentes individuais a serem removidos e substituídos quando necessário. A natureza modular e seu caráter cambiável se aplicariam a



pequenos componentes tal como válvulas de distribuição individuais para componentes de maior porte, tal como o sistema flutuante propriamente dito suscetível de ser substituído por outro sistema flutuante. Os componentes e sistemas padronizados e modulares podem incluir elementos dos seguintes:

5 cabos de amarração, sistemas de amarração projetados para rápida instalação de âncoras; componentes de condutos submarinos, cascos; estruturas modulares de convés; cabeças de poço submarinos, controles submarinos, armazenamento de gás submarino, e interfaces de exportação.

Um sistema modular dessa natureza é um navio de instalação modular que pode ser configurado para uso na instalação de vários dos sub componentes e sistemas. Um navio de instalação modular deste tipo é descrito no pedido de patente US nº 11/739.141, que é aqui incorporado a título de referência para todos os fins. Ao planejar um projeto de grande porte, as faculdades dos navios de instalação disponíveis são muito importantes porque

15 é limitado o número de navios disponíveis de uma vez para a realização de projetos em águas profundas. Qualquer grande mercado terá somente ou dois navios de instalação de grande porte disponíveis de uma vez. Por conseguinte, todos os projetos naquela área geográfica têm de ser projetados em torno das faculdades daquele navio que tipicamente é portador da construção estrutural

20 do convés, dos sistemas usados para manobrar o casco, e dos componentes de amarração e sistemas de condutos submarinos.

Um exemplo de um navio de instalação modular é mostrado na figura 4. Um navio configurável 100 compreende uma primeira barçaça pontão 112, uma segunda barçaça pontão 114, e uma pluralidade de barçaças de interligação 116. As barçaças pontão 112 e 114 individuais tem uma pluralidade de membros de ligação 118 dispostos sobre seus respectivos bordos internos 120. Cada barçaça de interligação 116 dispostos sobre cada lado. Os membros de ligação 118 permitem que s barçaças pontão 112 e 114 sejam montadas com as barçaças de interligação 116 em uma variedade de

25

configurações para que o navio 100 possa ser usado em apoio de múltiplas operações de instalação.

Em uma configuração, o navio 100 é especialmente apropriado para a instalação flutuante de um convés 124 sobre um casco semi-submersível 126, parcialmente submerso, conforme mostrado na figura 5. O convés 124 é disposto sobre o navio 100 e transportado para o casco semi-submersível 16. O casco semi-submersível 126 é baixado na água usando os sistemas de controle de lastro do casco e o navio 122 movido entre as pernas do casco semi-submersível até o convés 124 estar na posição correta. Uma vez corretamente posicionado o casco 126 é levantado para erguer as obras mortas 124 acima do navio 100.

As figuras 6 e 7 ilustram duas possíveis aplicações do navio 100, onde o navio foi equipado com hélices de propulsão lateral modulares 148, um sistema de levantar/baixar 150 e alojamentos para tripulação 152. As hélices de propulsão lateral 148 são posicionadas em cada canto do navio 144 e conferem o empuxo direcional controlável necessário para propelir e posicionar o navio durante operações de instalação. O sistema de levantamento/baixamento 150 é disposto adjacente a janela do casco 146 e pode ser um guincho ou sistema baseado em torre que pode ser usado para baixar o equipamento até o fundo do mar. O guindaste 154 também pode ser posicionado sobre o navio 144 para auxiliar no manejo e movimentação de equipamento. O alojamento da guarnição 152 apresenta áreas operacionais e acomodações para o pessoal necessário para operar o navio 144.

Reportando-se a seguir à figura 6, o navio 100 é mostrado sendo usado na instalação de módulos de cabeça de poço submarinos 156. O navio 100 oferece uma grande extensão de espaço de convés para armazenar múltiplos módulos 156 assim como dutos de grande diâmetro 158 e outros materiais necessários para a instalação dos módulos submarinos. A figura 7 mostra o navio 100 sendo usado na instalação de âncoras de sucção 160 que

são usadas comumente em aplicações de amarração ao largo. Como uma aplicação de amarração típica fará uso de muitas âncoras, o extenso espaço do convés do navio 100 permitirá ao navio instalar várias âncoras sem ter de ser reequipado, por conseguinte reduzindo o tempo necessário para instalar todas as âncoras para um sistema dado.

Outro navio usado com os métodos de desenvolvimento aqui descritos é um navio de perfuração exploratória e de produção que tem a capacidade de perfurar, completar e produzir pelo menos um poço. Em uma modalidade conforme mostrada na figura 8, o navio sonda e de produção 260 tem um grande casco tal como um casco semi-submersível de grande calado 262, com uma capacidade de cerca de 20.000 toneladas curtas. O navio sonda e de produção pode ser projetado com um calado profundo que seja suficiente para proporcionar características de caturro favoráveis em temporais extremos, que são requeridos a fazer uso de sistemas de condutos submarinos verticalmente tensionados tanto para produção como sondagem. Os sistemas de sondagem e sistemas tensores associados podem ser projetados para permanecer conectados durante furacões e condições marítimas extremas. dessa maneira simplificando grandemente os sistemas de sondagem permitindo o uso de conjuntos de válvulas de segurança de superfície.

A finalidade do navio de sondagem e produção 260 é perfurar alguns poços e iniciar a produção de imediato para acelerar o fluxo de caixa para compensar os dispêndios assim como para o fim de iniciar o método de avaliação do reservatório usando dados dos sensores de fundo de poço e de produção. Este navio principal pode ser arrendado por um período de tempo dado, onde a duração do arrendamento é proposta para cobrir pelo menos o período requerido para perfurar os poços iniciais e produzir por um período de tempo requerido para assegurar que os modelos de reservatório possam ser corretamente atualizados e então selecionar o navio que será usado para produzir o campo. O navio sonda e de perfuração e de produção 260 é por

consequente projetado para ser capaz de perfurar um poço 264 enquanto recebendo produção de um sistema de tubo ascendente vertical 266. O navio sonda e de perfuração e de produção 260 pode fazer uso de equipamento de controle de pressão na superfície, tal como uma válvula de segurança (BOP) 268 e uma árvore (seca) na superfície 270, para assegurar controle de pressão na torre, por conseguinte reduzindo a extensão e complexidade de equipamento na superfície e simplificando a manutenção. O equipamento de controle de pressão na superfície pode ser suplementado por válvula de fechamento no fundo do mar adicional 272 que poderia ser comandado usando um sistema de controle independente 274.

Em muitos casos, o vaso de sondagem e produção principal será transferido de um projeto uma vez que o campo seja inicialmente avaliado e será substituído por um navio de produção secundário. O navio de produção secundário pode ser qualquer uma de uma série de plataformas, tais como aquelas ilustradas na figura 9, inclusive a unidade de completamento e produção de grande porte 162, a unidade de completamento e produção de porte médio 164 e a unidade de produção de porte mínimo 166. Em algumas modalidades, a unidade de completamento e produção de grande porte 162 compreende uma unidade superior modular 168 suscetível de suportar a produção de 100 KBOPD (mil barris de petróleo/dia) disposta sobre o grande casco 170 com uma capacidade de 20.000 toneladas curtas (ST). A unidade de completamento e produção de porte médio 164 pode compreender uma unidade de convés modular 172 suscetível de suportar a produção de 40 KBOPD disposta sobre um casco de porte médio 174 com uma capacidade de 10.000 toneladas curtas (ST). A unidade de produção pequena 166 pode compreender uma unidade de convés modular 178 suscetível de suportar a produção de 20 KBOPD disposta sobre um pequeno casco 180 com uma capacidade de 3.000 toneladas curtas (ST),

As unidades de convés modulares podem ser usadas para

assegurar que os requisitos de método variáveis de um campo específico possam ser acomodados. Modificações devem ser previstas tanto para um único campo como variações compreensíveis de reservatório, assim como quando o navio vem a ser transferir de um campo para outro. Reportando-se a seguir à fig. 10, a unidade de convés modular 182 compreende uma base central 184 que assegura resistência e proporciona um encosto que suporta hangares estruturais abertos 186 de cada lado da base para suportar módulos 188. Os módulos 188 podem ser configurados em uma de várias categorias, inclusive alojamentos, instalações, produção, injeção de produtos químicos, controle de poço e exportação. uma aplicação dada pode ter vários módulos em cada categoria de maneira a instalar o equipamento no interior dos espaços alocados. Cada módulo é organizado em um sistema auto-sustentável que pode ser construído e levantado separadamente e então ligado com um coletor anular central para todas as instalações.

Reportando-se a seguir à figura 11, uma vista em planta de uma unidade de cobertura superior 190 é ilustrada. As unidades de cobertura superiores 190 incluem módulos para sondagem 192, geração de energia 194, utilitários 196, acomodações 198, e produção 200. Uma arquitetura generalizada é pré-projetada para assegurar separação lógica de sistemas e as interfaces mais simples possíveis. Várias operações de alterações são antecipadas na construção, inclusive substituição de equipamento dentro de um único módulo, substituição de um módulo inteiro, e substituição da inteira unidade de cobertura superior.

A substituição de uma única peça de equipamento é assegurada localizando o equipamento que é mais provável de necessitar substituição ou modificação sobre o exterior da instalação ou em áreas que são mais acessíveis por guindastes e construir os pacotes de módulos individuais com conjunto de armação de espaço aberto para habilitar fácil de acesso ao equipamento. As conexões estruturais entre os módulos e a

estrutura base são de preferência configuradas para permitir que um único módulo seja inteiramente substituído enquanto em terra ou em um estaleiro. Um módulo individual pode ser levantado usando uma barça guindaste ou por um guindaste que é montado sobre a estrutura base e transferido para uma barça ou outro sítio. Em alguns casos, as modificações desejadas podem ser de tal ordem que possa ser mais conveniente remover a inteira unidade e efetuar sua transferência para terra antes de efetuar sua reinstalação sobre o sistema flutuante. Isto pode ser feito lastrando a barça e flutuar as obras mortas sobre um navio de instalação modular.

Outro componente importante de um desenvolvimento de campo ao largo para uma refinaria em terra ou outra instalação de produção. Reportando-se à seguir às figs. 12 e 13, a instalação de exportação modular 210 compreende um condutor submarino de grande diâmetro 212 que é ligado pela instalação de produção na superfície 214 com um coletor de exportação submarino 216 através de terminais submarinos 213 e mangueiras de ligação direta 215, que asseguram comunicação fluídica e controle a partir da instalação de produção na superfície. O coletor de exportação submarino 216 permanecerá na locação pela inteira duração da vida útil do campo, e pode ser conectado com uma variedade de diferentes recursos de exportação dependendo dos requisitos percebidos em cada estágio no desenvolvimento.

Em determinadas situações tal com nos estágios iniciais de produção, tanques de armazenamento de óleo e gás submarinos 218 são previstos para armazenar óleo e gás produzido. Uma bóia na superfície 220 é prevista para exportar o óleo e gás armazenados para navios cisterna para expedição. Os reservatórios submarinos 218 são unidades modulares conectadas com um oleoduto de exportação principal 222 por ramais de válvula 224. Assim mais reservatórios podem ser adicionados proporcionando um sistema inteiramente escalonável.

Reportando-se a seguir à figura 13 um sistema de oleoduto 226

pode se usado como um substituto ou alternativa ao sistema de tanques da figura 12. O sistema de oleoduto 226 pode compreender um gás duto inicial 228 e um oleoduto inicial 230 que podem ser dutos de pequeno diâmetro para suportar a produção de um pequeno numero de poços. Quando o campo se expande e mais poços estão sendo produzidos, oleodutos de grande diâmetro 232, 234 podem ser adicionados para aumentar a capacidade de exportação.

Reportando-se a seguir à figura 14, um sistema de atracação flexível 236 para a plataforma 238 compreende uma guia de cabo 240, conector de cadeia superior 242, conector de cadeia superior 244, cabo de poliéster 246, conector de cadeia inferior 248, cadeia inferior 250, e âncora 252. O sistema de atracação 236 é configurado para fácil redistribuição utilizando o conector de cadeia inferior 248, que permite a desconexão de quase todos os cabos de atracação. O uso do cabo de poliéster 246, ou de outros materiais de peso reduzido, tem preferência porque as cargas de linha sobre a plataforma 238 e a capacidade do sistema 236 não sofrem alteração significativa com as profundidades de água, dessa forma otimizando a flexibilidade do sistema.

As varias dimensões de navios e plataformas flutuantes descritas acima são projetadas para fazer uso das mesmas dimensões de linha e sistemas de atracação, embora navios de maior porte possam requerer um número maior de linhas de atracação que os navios de menor porte. Utilizando este sistema, se um navio maior tivesse que ser substituído por um navio menor, a maioria dos sistemas de atracação poderia permanecer em posição. Devido às cargas de atracação previstas estar subordinadas mais a um local de fundeio do que a outro, um navio específico pode requerer um número maior de linhas de atracação do que outro. Por esta razão, os navios podem ser projetados para acomodar o número de linhas que é necessário nas piores condições previstas, embora um número menor de linhas possa ser estendido em uma aplicação dada.

Os sistemas previamente descritos, assim como outros sistemas conhecidos da técnica podem ser usados no desenvolvimento de um campo conforme descrito com referência à figura 3. Reportando-se a seguir às figuras 15-21, o desenvolvimento de um campo típico é ilustrado.

5 Anteriormente a qualquer sondagem ou desenvolvimento de campo, um navio de instalação tal como o navio descrito nas figs. 4-7, pode instalar grande parte do equipamento submarino de maneira a permitir que o navio sonda e de produção se concentre sobre a perfuração do poço e outras atividades críticas. O navio de instalação pode pré-instalar as âncoras 302 e outros componentes  
10 do sistema de fundeio. O vaso de instalação também pode estabelecer os poços submarinos 320 322 em posição, definir o sítio de ancoragem para o condutor vertical 307, e assentar as linhas de ligação direta 306 próximas aos sítios eventuais anteriormente à chegada do navio de sondagem e produção. Componentes do sistema de controle submarino, inclusive o SUTA (conjunto  
15 de terminação umbilical submarino) 308, a primeira caixa de distribuição 310, e cabos de alimentação de controle 326, também podem ser instalados no local.

Uma vez que o navio de sondagem principal esteja em posição, um conduto submarino de perfuração é estendido e o primeiro poço  
20 320 é perfurado pelo navio principal de sondagem e produção usando o conduto submarino de perfuração. Uma vez que o poço 320 tenha sido perfurado porém não completado, a perfuração superior do segundo poço 322 é perfurada ao ponto da cabeça de poço poder ser estabelecida e o conduto de perfuração é então estacionado sobre a cabeça de poço do segundo poço. Um  
25 conduto de completamento é então estendido e conectado com o primeiro poço 320 para que o primeiro poço possa ser completado. Os condutos submarinos de perfuração e completamento podem ser estendidos independentemente do conduto submarino de completamento pode ser estendido no interior do conduto submarino de perfuração. Uma vez que o



primeiro poço tenha sido completado é levado a entrar na modalidade de produção estendendo uma coluna de tubos verticais de produção do navio para o primeiro poço 320. Na superfície, a coluna de tubos de produção é terminada em uma árvore de superfície, que permite o fechamento primário.

5 Neste ponto, a produção pode se iniciar a partir do primeiro poço 320. Uma vez que o primeiro poço 320 tenha sido colocado em produção, o navio sonda e de produção principal perfura, completa e coloca em produção o segundo poço 322. A figura 16 mostra layout de campo durante as operações de perfuração para os dois primeiros poços.

10 Como ilustrado na figura 17, o navio de instalação também pode instalar componentes do sistema de exportação modular, que podem compreender o patim de sistema de exportação modular 312, mangueiras de ligação direta 314, reservatórios 316 e condutos submarinos e bóia de descarga 318. Baseado sobre várias informações de testemunho e fundo de  
15 poço obtidas durante o programa de sondagem inicial, assim como dados históricos de tempo real recolhidos durante a produção, a compreensão do reservatório pode ser grandemente otimizada. Após desde alguns meses até um ano de dados de produção, modelos podem ser suficientemente definidos para prestar informações de construção adequadas para a instalação de  
20 superfície que será usada naquele local. É possível que informações suficientemente esclarecidas sejam recebidas durante as operações de sondagem para o segundo poço para que um plano satisfatório possa ser elaborado imediatamente e as operações de sondagem possam prosseguir sem solução de continuidade. Se desejado, todavia, o navio de sondagem e  
25 produção principal possa retornar a uma posição central sobre o padrão de poços por um período de tempo durante o qual o fluxo de produção possa ser continuamente avaliado antes de proceder a abertura de mais outros poços ou de tomar a decisão de substituir o navio inicial.

Neste ponto, planos de desenvolvimento de poço e campo

atualizados podem ser desenvolvidos baseados sobre as condições do reservatório conforme medidas *in situ* mais exatamente do que conforme postuladas com base sobre dados esparsos e questionáveis. As informações de reservatório atualizadas podem então ser usadas para incorporação ao planejamento de poço e subseqüentes dados de projeto que podem ser usados para projetar os recursos que finalmente terão lugar na unidade de sondagem e produção *in situ*. Uma vez que as condições do reservatório sejam mais bem entendidas, o projetista de desenvolvimento do campo pode desejar prosseguir com o desenvolvimento do campo fazendo uso de um dentre uma variedade de métodos.

Em um cenário, o campo é muito pequeno e a intervenção não parece ser justificada porém as propriedades de produção permitem uma conexão a longo prazo. Neste caso, o campo será convertido em uma associação de dois poços, como mostrado na figura 18. Para sua realização, os poços são acoplados diretamente com o patim de sistema de exportação modular 312; Os recursos de armazenamento 316 serão removidos e transferidos para outro sitio. Linhas de escoamento de longa distância 324 e um umbilical de controle 326 são conectados com patim de sistema de exportação modular 312 e o SUTA 308, respectivamente. Todas as linhas de atracação podem ser removidas e transferidas para outro campo juntamente a unidade de sondagem e produção principal.

Em outro cenário, como ilustrado na figura 19, o campo é pequeno e quer a intervenção é desejável quer as propriedades de produção indicam que problemas de assegurar vazão podem ser previstos. Neste caso, uma unidade de pequena produção 328 será usada como um recurso de produção na superfície que permanece sobre o sítio para permitir acesso aos poços. As instalações de armazenamento 316 são re-localizadas e um oleoduto de pequeno diâmetro 330 é conectado com o patim de sistema de exportação modular 312. A unidade de pequena produção 328 será aplicada

sobre os poços 320, 322 e fará uso do mesmo sistema de conduto submarino 307 que foi usado para o navio de sondagem e produção principal. A pequena unidade de produção 328 pode de preferência ter espaço alocado para unidades de cabos elétricos e/ou unidades de tubos bobinados de maneira a  
5 efetuar intervenções conforme requerido. Dependendo das necessidades do campo, este navio pode ser quer vendido à companhia quer arrendado por um período de tempo limitado caso seja conveniente.

Caso o campo comprove ser algo maior, pode haver conveniência em perfurar um número limitado de poços adicionais 332, como  
10 mostrado na figura 20. Neste cenário, o navio sonda e de produção principal pode ser substituído por uma unidade de produção de capacidade intermediária 330 para esgotamento final do campo. A unidade de produção também pode ser portadora de uma sonda de intervenção e completamento, embora para aplicações de alta pressão os pesos para sondagem requeridos  
15 posam ser demasiadamente grandes para a capacidade do casco, que exigiria modalidades de intervenção mais leves sejam usadas tais como unidades de tubos bobinados ou unidades de cabos elétricos. De maneira a efetuar a transição do navio sonda e de produção para a unidade de produção de capacidade intermediária, um número de etapas de preparação podem ser  
20 tomadas para escalonar a configuração do fundo do mar enquanto as atividades de sondagem prosseguem.

As instalações de armazenamento são removidas e um oleoduto de pequeno a médio diâmetro 334 é conectado com o sistema de exportação modular. Uma caixa de distribuição adicional 336 e fios de ligação  
25 direta adicionais são instalados sobre o fundo do mar anteriormente à iniciação de atividades de sondagem. A instalação destes componentes adicionais pode ser efetuada quer fazendo uso do equipamento de abaixamento da superfície do navio quer alternativamente, o navio de instalação pode ser reconduzido ao local para efetuar estas operações. Um

número menor de linhas de atracação pode ser requerido para esta aplicação devido ao menor porte do navio de produção quando comparado com o navio de sondagem e produção principal e, por conseguinte, quaisquer linhas ou cabos desnecessários podem ser removidos pelo navio de instalação.

5                   Em outro cenário, como lustrado a figura 21, o campo é grande e requer uma unidade de produção de grande porte. Neste caso, é provável que operações de intervenção e completamento sejam desejáveis. Assim, o convés será projetado para um conjunto mais limitado de equipamento de perfuração, de preferência com apenas as faculdades para intervenção e  
10                   completamento maiores recursos para produção. Neste cenário, os poços adicionais podem ser perfurados pelo navio de sondagem e produção principal antes da chegada da unidade de produção de grande porte. A medida que os poços são perfurados e completados podem ser colocados em produção até o limite do navio de sondagem e produção principal. Uma vez que a unidade de  
15                   produção de grande porte seja recebida no local, pode ser conectada com o sistema de atracação existente e com os poços de produção. Linhas de exportação adicionais podem ser instaladas de maneira a proporcionar capacidades de exportação adicionais. O segundo navio pode ser quer arrendado quer vendido ao cliente caso preferível.

20                   Nos campos que podem utilizar uma unidade de produção substancial, pode ser desejável iniciar a produção aperfeiçoada anteriormente ao completamento da perfuração. Neste caso, a unidade de produção pode ser construída sem qualquer sonda e pode ser posicionada próxima à unidade de perfuração e produção principal que será mantida em posição. O navio sonda  
25                   e de produção será responsável somente pelo programa de perfuração e a unidade de produção de grande porte será responsável por todas as outras atividades. Neste caso, as caixas de distribuição dos sistemas de controle permanecerão sobre o fundo do mar, porém, os umbilicais de SUTA e controle serão operados pela unidade de produção mais exatamente do que

pela unidade de perfuração. O MÊS permanecerá na sua locação inicial e pode ter oleodutos de saída de grande diâmetro adicionais e os fios de ligação direta de entrada reposicionados do navio sonda e de produção principal para a unidade de produção. Outrossim, poços existentes também podem ser

5 conectados com a unidade de produção de grande porte. Um novo sistema de atracação terá de ser instalado para o navio de produção de grande porte.

Em combinação com qualquer um dos cenários acima expostos, requisitos de reservatórios adicionais podem ser identificados durante o curso de produção, tal como a necessidade por injeção de água, gás,

10 ou agentes químicos adicionais ou de qualquer variedade de equipamento. Neste caso, este equipamento adicional pode ser quer adicionado às instalações existentes quer disposto sobre uma nova pequena unidade similar em dimensão aquela acima indicada como navio de produção de pequeno porte. Uma vez que este equipamento pode ser adicionado posteriormente,

15 não necessita ser incorporado ao plano de desenvolvimento inicial, por conseguinte adiando os requisitos de capital até as informações se tornarem disponíveis.

Aqueles versados na técnica observarão que os componentes e tecnologias que interagem neste sistema podem ser usados em uma ampla

20 variedade de maneiras para se ajustar à compreensão que se desenvolve do reservatório e que eles são suscetíveis de aplicação a quase todas as aplicações práticas que são encontradas no desenvolvimento de campos em águas profundas com relativa facilidade. O sistema conforme apresentado tem, por conseguinte, uma arquitetura extensível, flexível para

25 desenvolvimento de campo que permite a modificação do paradigma de tomada de decisões existente. Os métodos descritos aqui asseguram uma separação da construção do equipamento que está sobre o leito do mar e do equipamento que está situado sobre a superfície. Por conseguinte é muito mais simples contemplar a disposição da instalação assim como a substituição

da instalação inicial por uma unidade mais apropriada.

As modalidades preferenciais da presente invenção tratam de aparelhos para o desenvolvimento de poços de petróleo e gás ao largo da costa. A presente invenção é suscetível a modalidades de realização de diferentes formas. São apresentadas nos desenhos, e aqui serão descritas em detalhe, modalidades específicas da presente invenção com a compreensão de que a presente invenção deve ser considerada como um exemplificação dos princípios da presente invenção, e não é proposta para limitar a invenção ao que é lustrado e descrito aqui. Deve ser plenamente reconhecido que os diferentes ensinamentos das modalidades aqui expostas podem ser empregadas separadamente ou em qualquer combinação apropriada para produzir os resultados desejados.

As modalidades apresentadas aqui são meramente ilustrativas e não limitam o âmbito da invenção ou os seus detalhes. Será apreciado que muitas outras modificações e aperfeiçoamentos para a invenção aqui exposta podem ser introduzidas sem se afastar do âmbito da invenção ou aos conceitos inventivos aqui expostos. Devido à muitas modalidades variáveis e diferentes poderem ser realizadas dentro do âmbito dos conceitos inventivos aqui expostos, inclusive estruturas ou materiais equivalentes concebidos, e devido muitas modificações poderem ser introduzidas nas modalidades aqui detalhadas de acordo com os requisitos descritivos legalmente exigidos, deve ser entendido que os presentes detalhes devem ser interpretados como ilustrativos e não em um sentido limitativo.

## REIVINDICAÇÕES

1. Método para desenvolvimento de um campo de petróleo ou gás ao largo da costa caracterizado pelo fato de que compreende:

- 5      - dispor um navio sonda e de produção principal em um campo ao largo da costa;
- perfurar e completar pelo menos um poço no campo ao largo da costa;
- iniciar a produção do pelo menos um poço;
- avaliar a produção de pelo menos um poço;
- 10     - selecionar um navio de produção secundário com base na produção avaliada do pelo menos um poço; e
- dispor o navio de produção secundário no campo ao largo de modo a substituir o navio sonda e de produção e suportar a produção do pelo menos um poço.

15             2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o navio de produção secundário compreende pelo menos um componente de convés modular selecionado da lista consistindo de um módulo utilitário, um módulo de energia elétrica, um módulo de produção, um módulo de alojamento, e um módulo de perfuração.

20             3. Método de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de que o componente de convés modular é selecionado com base na produção avaliada do pelo menos um poço.

              4. Método de acordo a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compreende ainda estabelecer um módulo de exportação modular que  
25     permite o navio de produção secundário a substituir o navio sonda e de produção principal sem substituir o sistema de exportação modular.

              5. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o navio sonda e de produção principal compreende equipamento de controle de pressão na superfície.

6. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compreende ainda:

- perfurar e completar uma pluralidade de poços a partir do navio de produção secundário;

5 - avaliar a produção da pluralidade de poços; e

- estender um navio de produção de acompanhamento no campo ao largo para substituir o navio de produção secundário e suportar a produção proveniente da pluralidade de poços.

7. Método de acordo com a reivindicação 6, caracterizado pelo  
10 fato de que compreende ainda estender um sistema de exportação modular que permite o navio de produção de acompanhamento a substituir o navio de produção secundário sem a substituição de qualquer equipamento submarino.

8. Método de acordo com a reivindicação 6, caracterizado pelo  
15 fato de que compreende ainda relocar o navio de produção secundário em outro campo ao largo da costa.

9. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compreende ainda estabelecer um sistema de atracação que pode permanecer em posição caso um navio seja movido e pode ser usado por outro navio situado no campo ao largo da costa.

20 10. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compreende ainda:

- estender um sistema de exportação modular até o fundo do mar; e

25 - acoplar o pelo menos um poço com o sistema de exportação modular.

11. Método de acordo com a reivindicação 10, caracterizado pelo fato de que compreende acoplar um poço existente com o sistema de exportação modular, em que o poço existente não foi perfurado pelo navio sonda e de produção principal ou pelo navio de produção secundário.



12. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compreende ainda estender um conduto vertical submarino para suportar a produção de pelo menos um poço.

13. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compreende ainda estender um navio de instalação para o campo ao largo, navio de instalação ser operável para instalar linhas de atracação, âncoras, conexões ao largo, sistemas de exportação modulares, linhas de escoamento, linhas de ligação direta, e outras tarefas submarinas não relacionadas com a perfuração.

14. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compreende ainda acoplar o navio de produção secundário com um poço existente que não foi perfurado pelo navio sonda e de produção principal ou pelo navio de produção secundário.

15. Método para desenvolvimento de um campo de petróleo ou gás ao largo da costa caracterizado pelo fato de que compreende:

- perfurar e completar um primeiro poço em um campo ao largo da costa, em que o primeiro poço é perfurado e completado por um navio sonda e de produção principal;

- produzir o primeiro poço usando o navio sonda e de produção principal;

- avaliar a produção do primeiro poço;

- usar a avaliação da produção do primeiro poço para formular um primeiro plano para o desenvolvimento do campo ao largo da costa; e

- desenvolver o campo ao largo utilizando um navio de produção secundário selecionado de acordo com o plano formulado para desenvolvimento do campo ao largo da costa,

16. Método de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato de que o navio de produção secundário compreende pelo menos um componente de convés modular selecionado dentre a lista de um módulo

utilitário, um módulo de energia elétrica, um módulo de produção, um módulo de alojamento, um módulo de produção, um módulo de alojamento de tripulação, e um módulo de perfuração.

5 17. Método de acordo com a reivindicação 16, caracterizado pelo fato de que o componente de convés superior modular é selecionado com base na produção avaliada do pelo menos um poço.

10 18. Método de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato de que compreende ainda o estabelecer um sistema de exportação modular que permite o navio de produção secundário a substituir o navio sonda e de produção principal sem substituir o sistema de exportação modular.

19. Método de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato de que o navio sonda e de produção principal compreende equipamento de controle de pressão na superfície.

15 20. Método de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato de que compreende ainda:

perfurar e completar uma pluralidade de poços a partir do navio secundário;

avaliar a produção dentre a pluralidade de poços; e

20 estender um navio de produção de acompanhamento para o campo ao largo para substituir o navio de produção secundário e suportar a produção proveniente da pluralidade de poços.

25 21. Método de acordo com a reivindicação 20, caracterizado pelo fato de que compreende ainda estabelecer um sistema de exportação modular que permite o navio de produção de acompanhamento a substituir o navio de produção secundário sem efetuar a substituição de qualquer equipamento submarino.

22. Método de acordo com a reivindicação 20, caracterizado pelo fato de que compreende ainda relocar o navio de produção

secundário em outro campo ao largo.

23. Método de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato de que compreende ainda estabelecer um sistema de atracação que pode permanecer *in situ* caso um navio seja movido e pode ser usado por outro navio disposto no campo ao largo.

24. Método de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato de que compreende ainda

estender um sistema de exportação modular para o fundo do mar; e

10 acoplar o pelo menos um poço com o sistema de exportação modular.

25. Método de acordo com a reivindicação 24, caracterizado pelo fato de que compreende ainda acoplar um poço existente com o sistema de exportação modular, no qual o poço existente não foi perfurado pelo navio sonda e de produção principal ou pelo navio de produção secundário.

26. Método de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato de que compreende ainda estender um conduto vertical submarino para suportar a produção do pelo menos um poço.

27. Método de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato de que compreende ainda dispor um navio de instalação no campo ao largo, em que o navio de instalação é operável para instalar linhas de atracação, âncoras, cabos de conexão ao largo, sistemas de exportação modulares, linhas de vazão, conectores, linhas de ligação direta, e outras tarefas submarinas não relacionadas com a perfuração.

28. Método de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato de que compreende ainda acoplar o navio de produção secundário com um poço existente que não foi perfurado pelo navio sonda e de produção principal ou pelo navio secundário.

29. Método para desenvolvimento de um campo de petróleo ou

gás ao largo da costa caracterizado pelo fato de que compreende:

iniciar a produção de um primeiro poço em um campo ao largo da costa;

5        formular um plano para o desenvolvimento do campo ao largo da costa avaliando a produção do primeiro poço; e

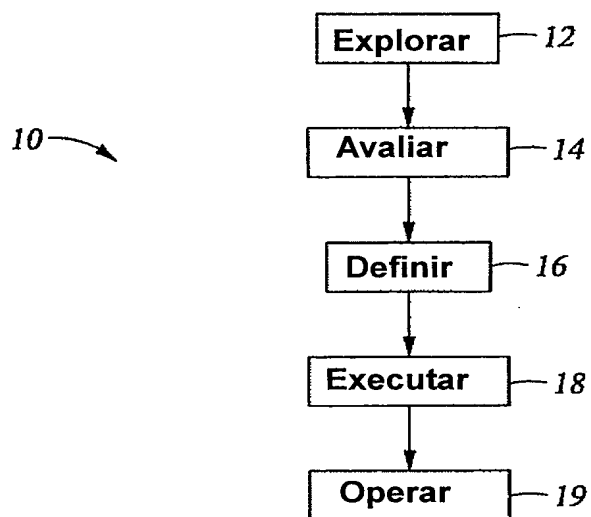
desenvolver o campo ao largo utilizando um navio de produção modular tendo uma configuração selecionada de acordo com o plano formulado, em que a configuração do navio de produção modular poder variar durante o desenvolvimento do campo ao largo.

10        30. Método de acordo com a reivindicação 29, caracterizado pelo fato de que o navio de produção modular compreende pelo menos um componente de convés modular selecionado da lista consistindo de um módulo utilitário, de um módulo de energia elétrica, de um módulo de produção, um módulo de alojamento de tripulação, e de um módulo de  
15        perfuração.

31. Método de acordo com a reivindicação 29, caracterizado pelo fato de que o componente de convés modular é selecionado com base na produção avaliada de pelo menos um poço.

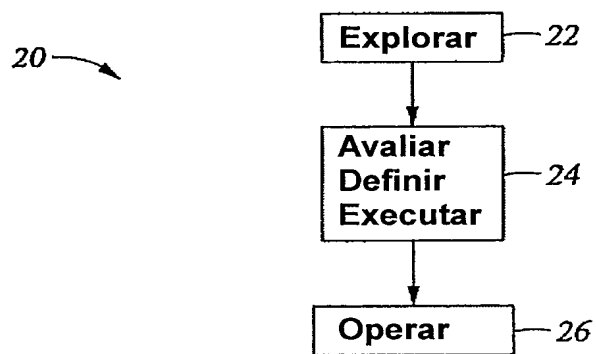
20        32. Método de acordo com a reivindicação 29, caracterizado pelo fato de que compreende ainda dispor um navio de instalação em um campo ao largo, em que o navio de instalação é operável para instalar linhas de atracação, âncoras, linhas de conexão ao largo, sistemas de exportação modulares, linhas de vazão, linhas de ligação direta e outras tarefas submarinas não relacionadas com a perfuração.

25        33. Método de acordo com a reivindicação 29, caracterizado pelo fato de que compreende ainda acoplar o navio de produção secundário com um poço existente que não foi perfurado pelo navio sonda e de produção principal ou pelo navio de produção secundário.



*Fig. 1*

Técnica anterior



*Fig. 2*

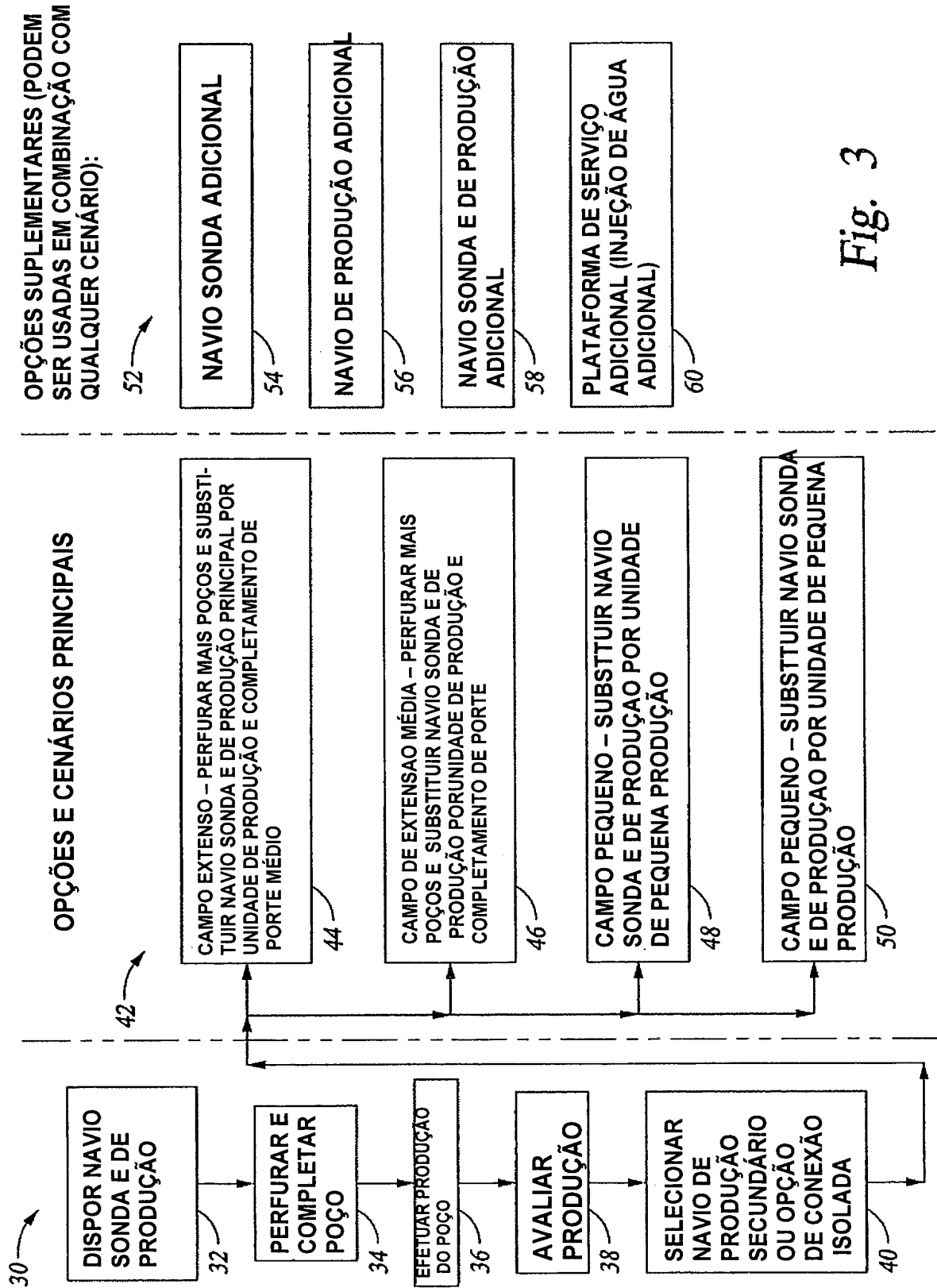
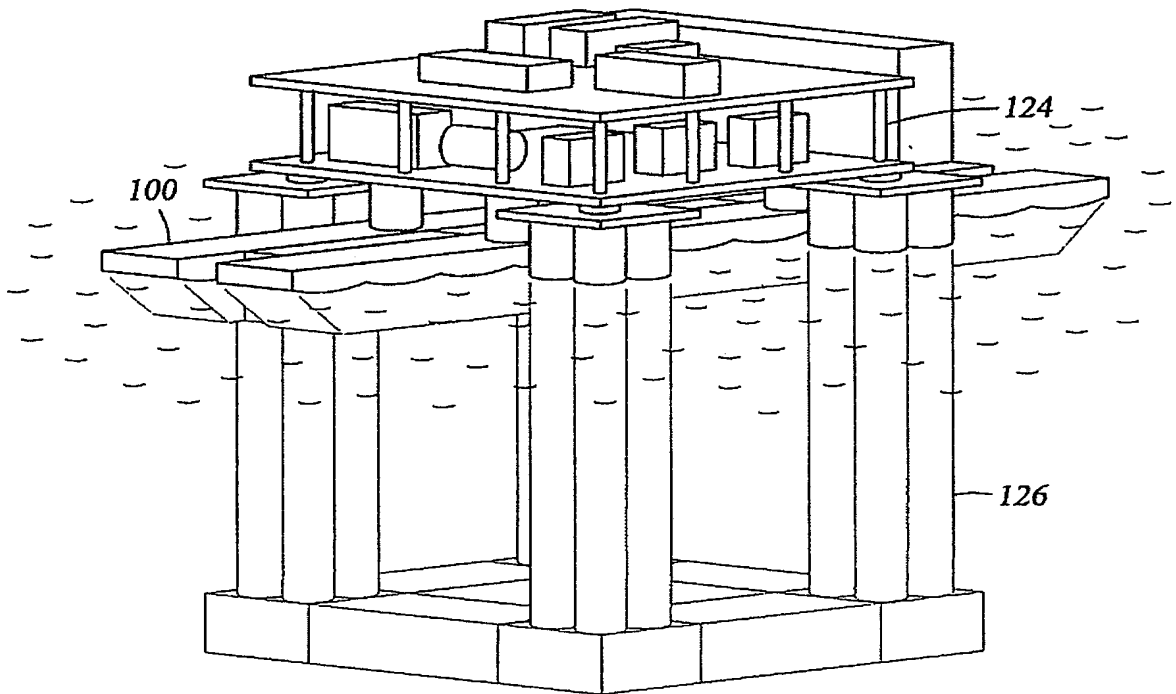
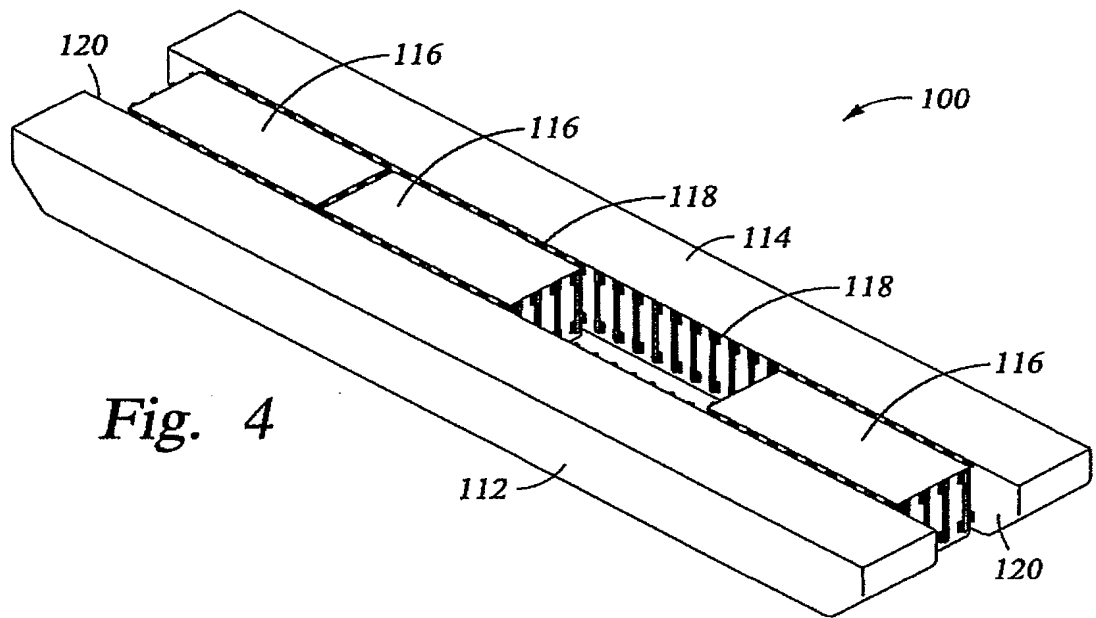


Fig. 3



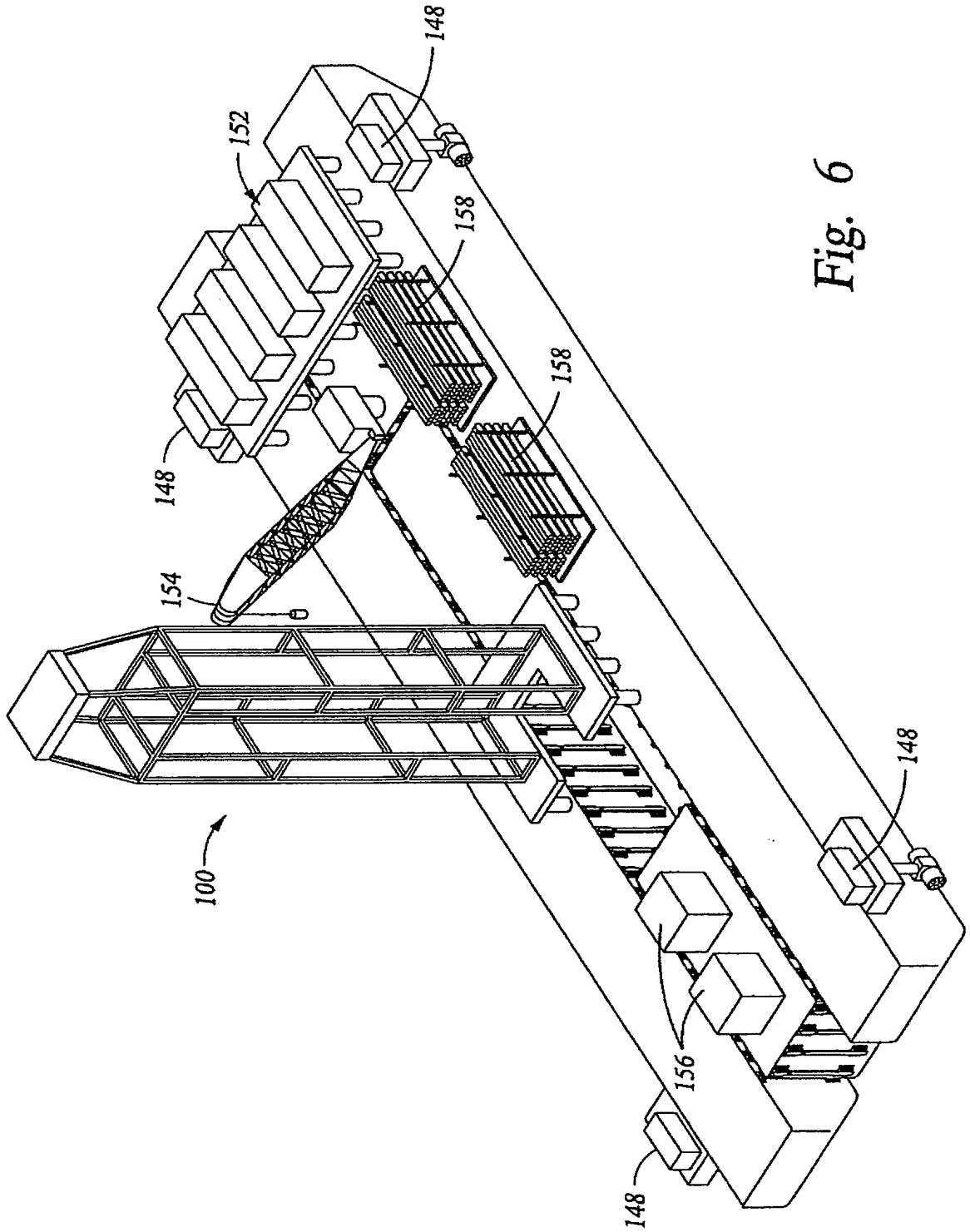


Fig. 6



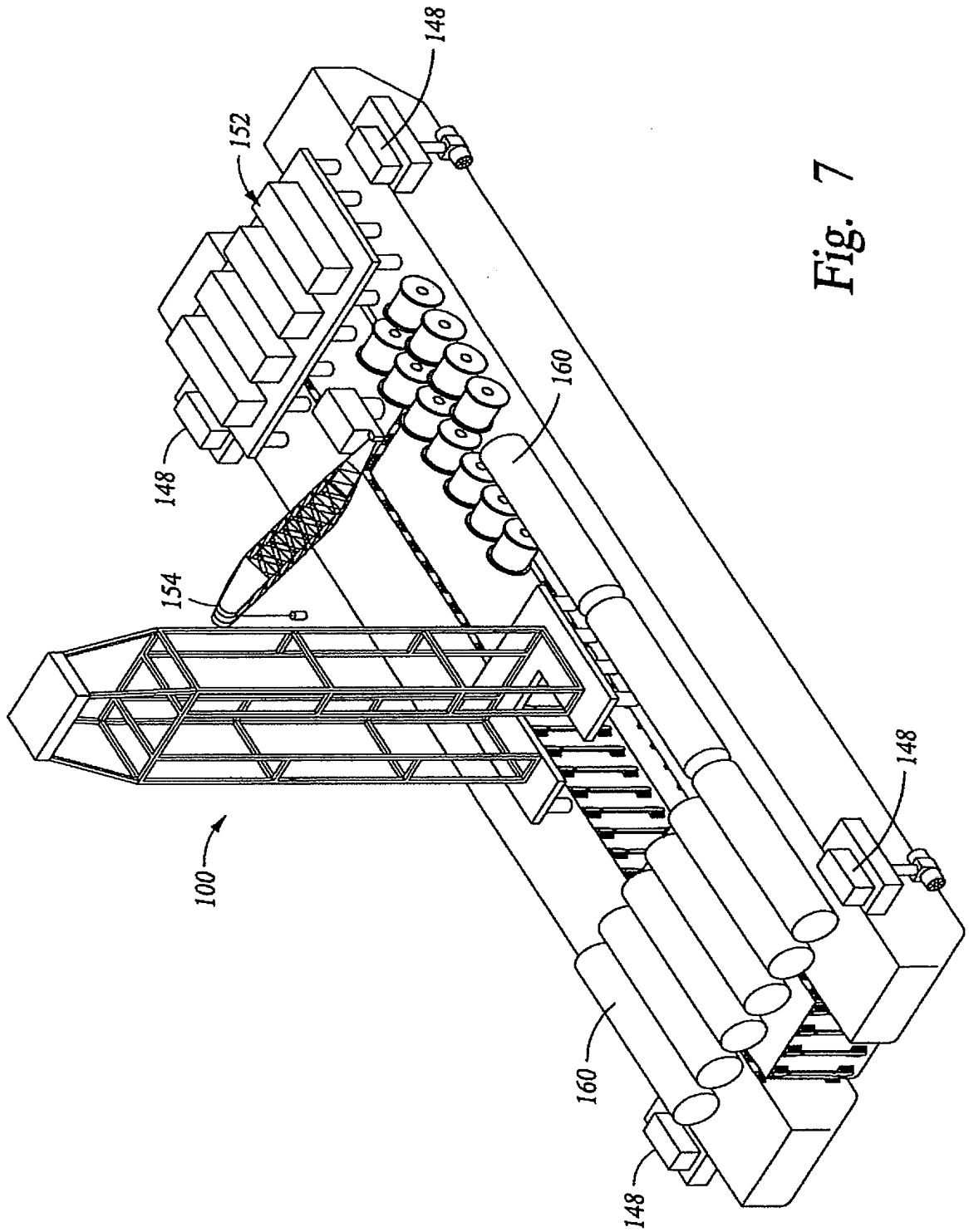
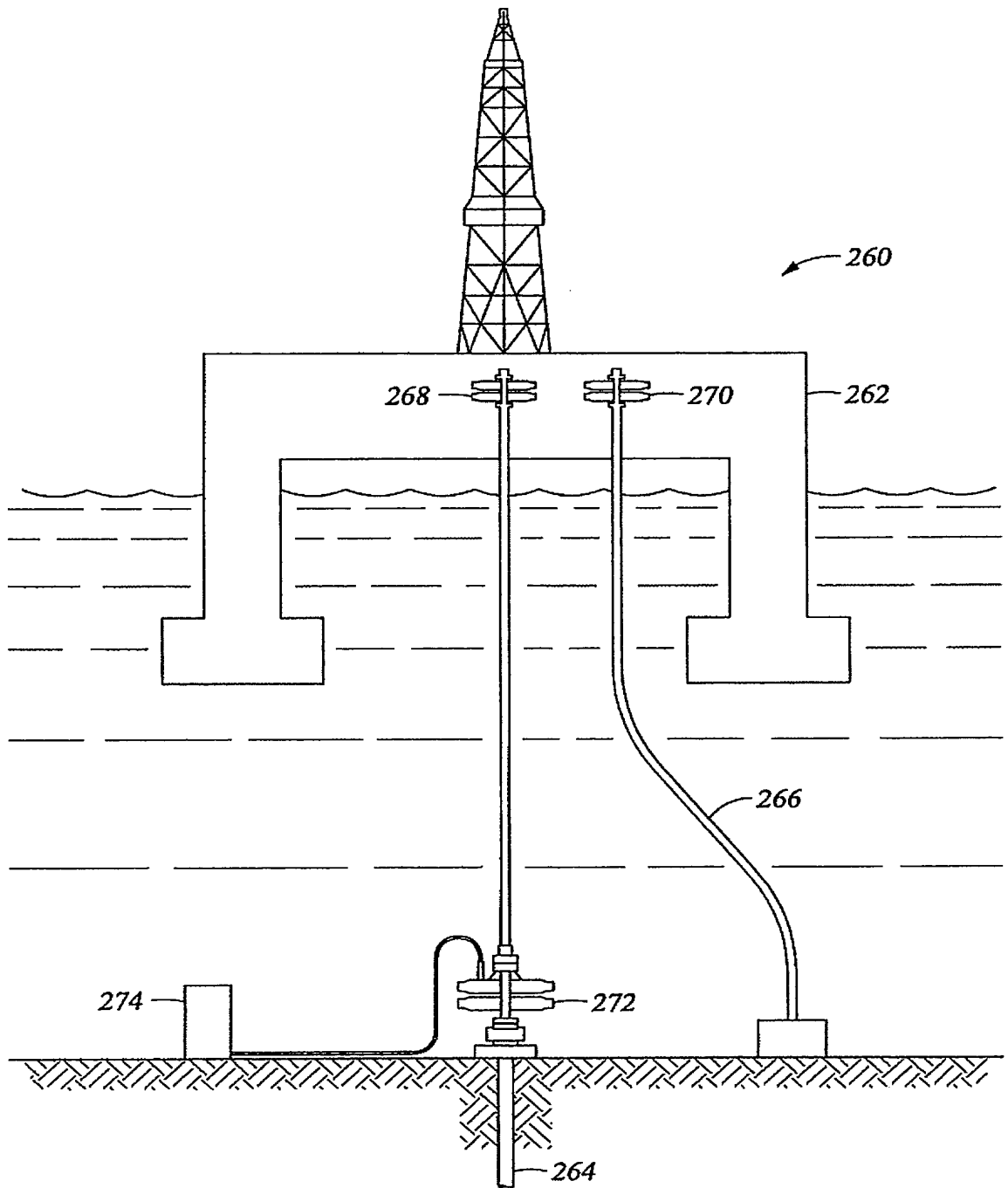


Fig. 7



*Fig. 8*

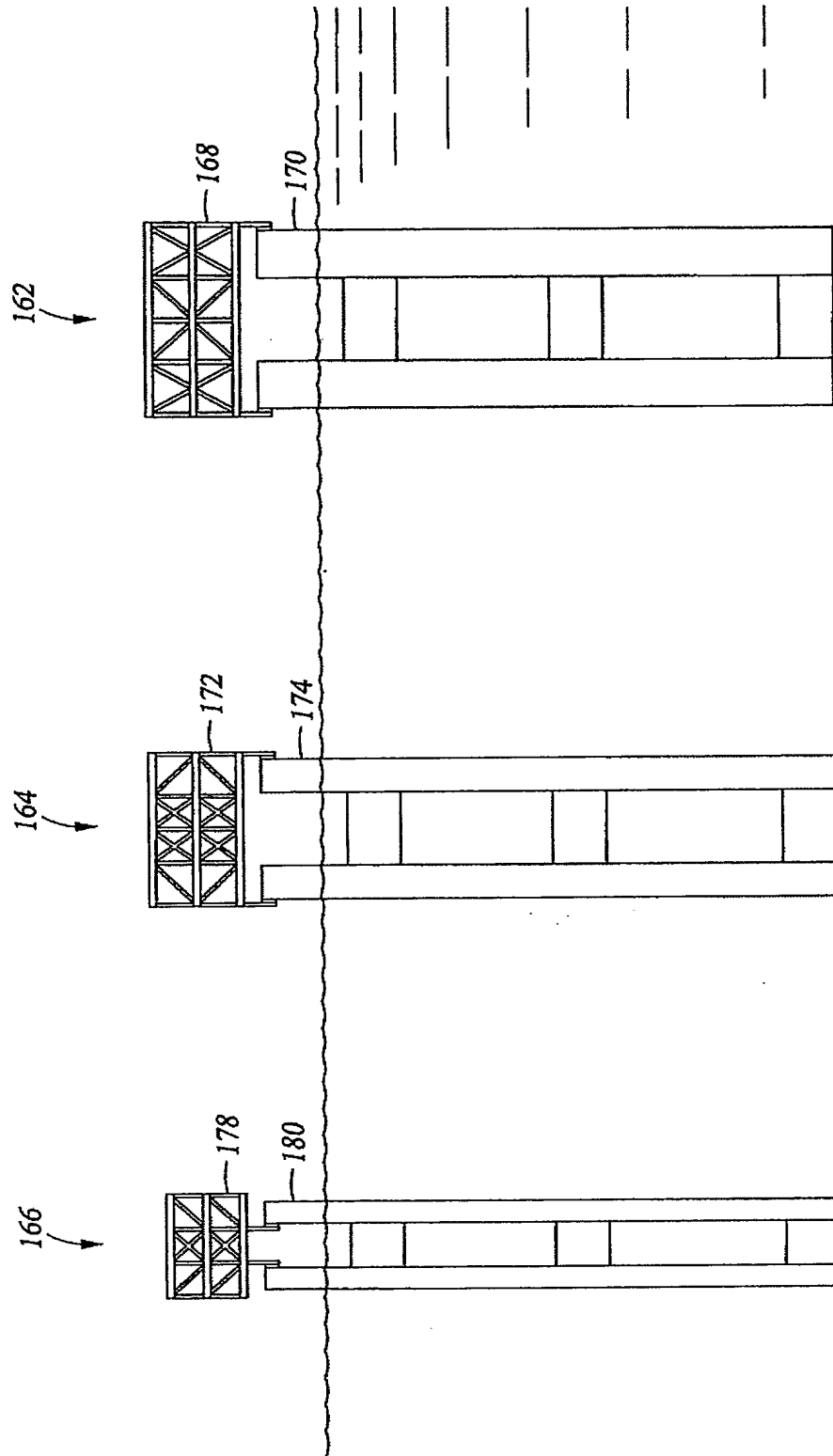


Fig. 9

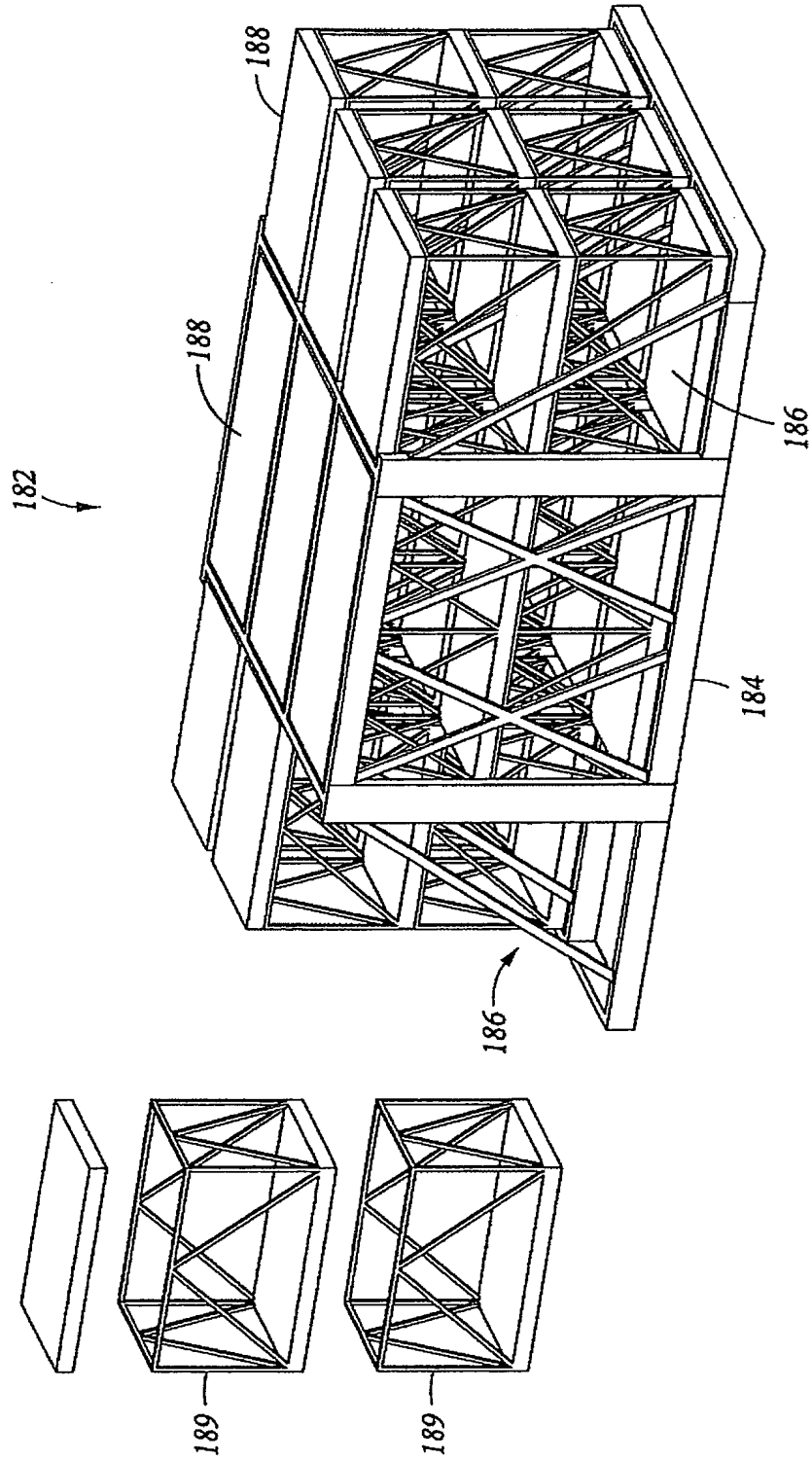


Fig. 10

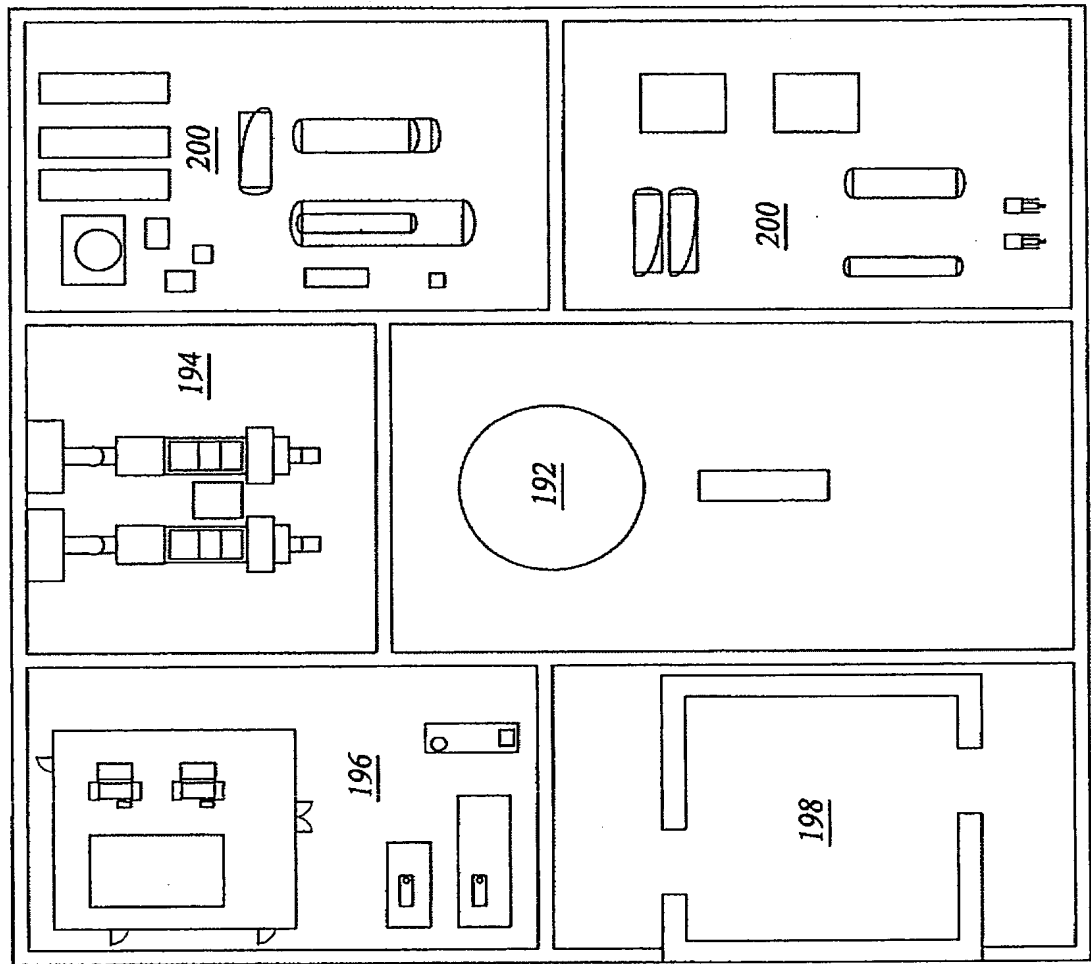
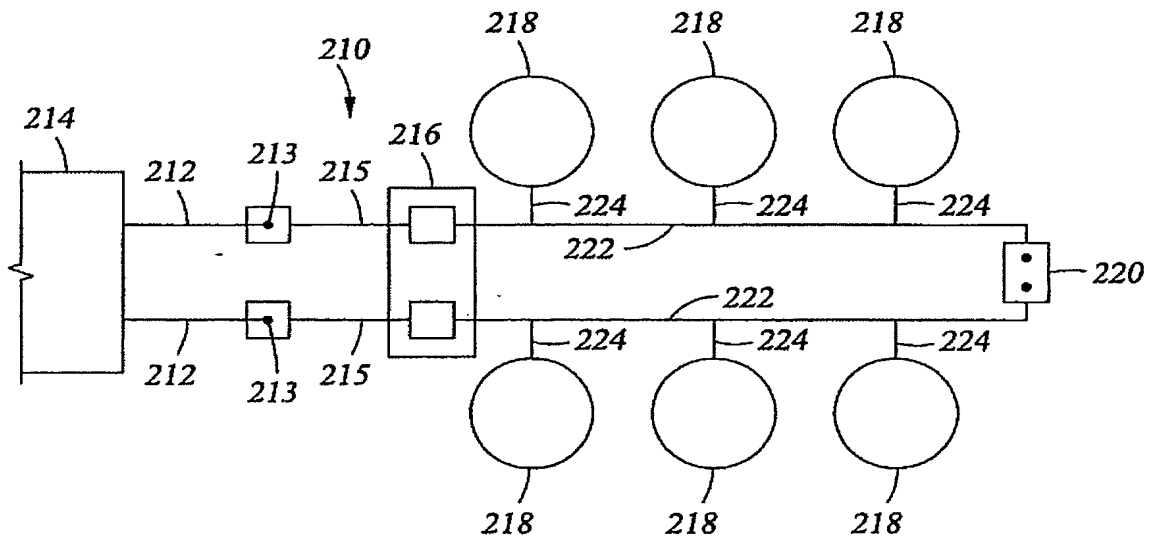
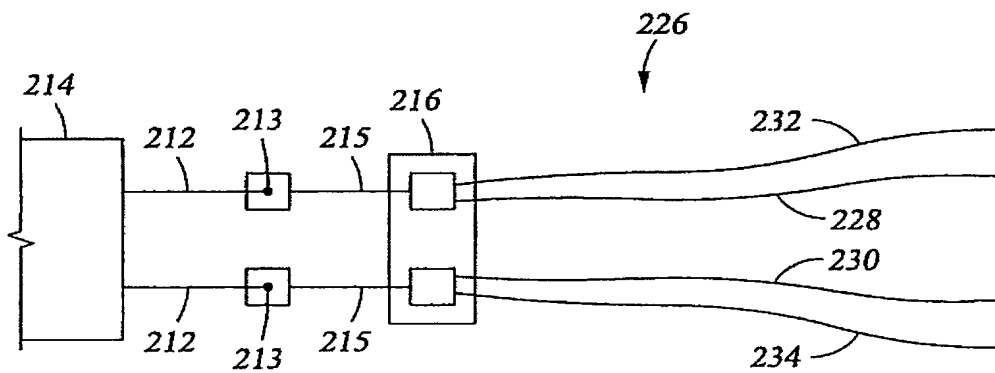
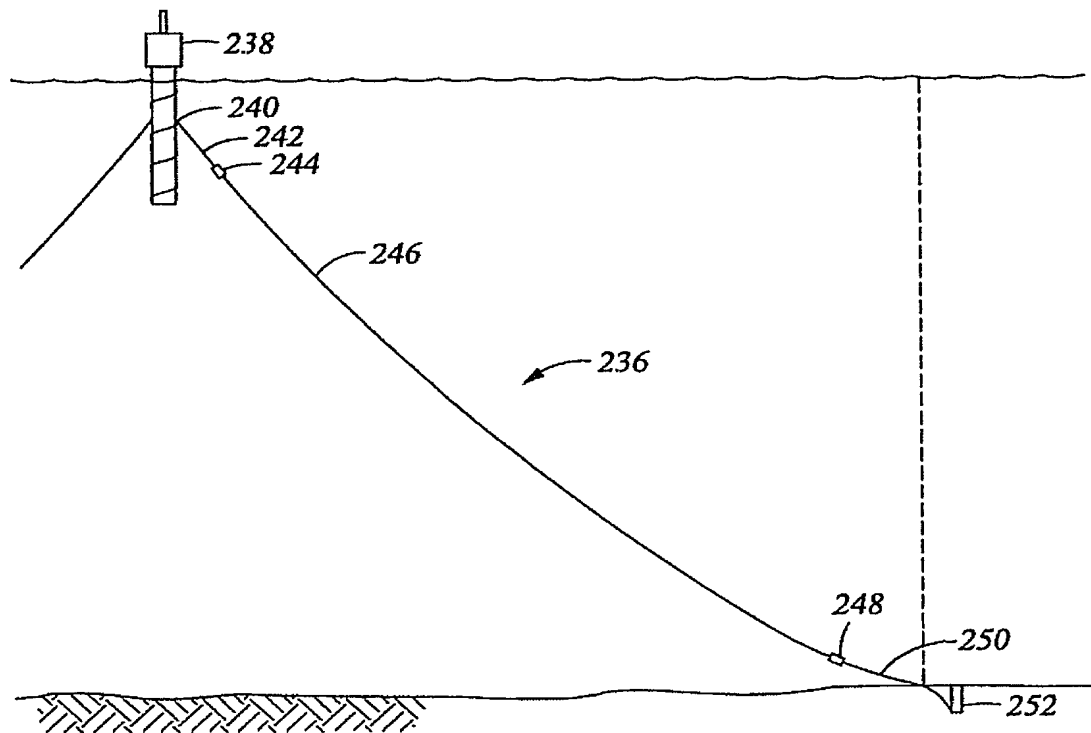
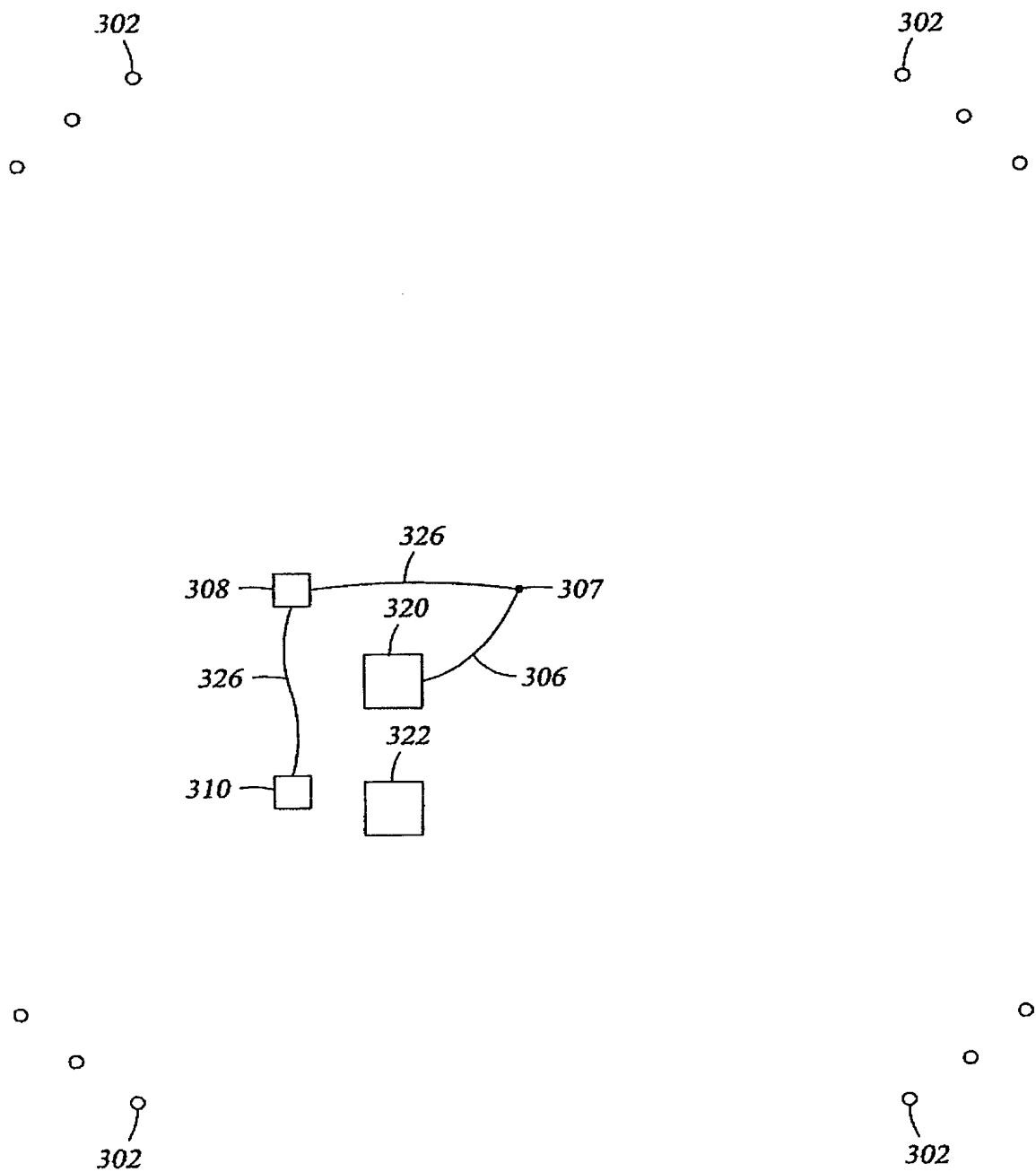


Fig. 11

190 →

*Fig. 12**Fig. 13*

*Fig. 14*

*Fig. 15*



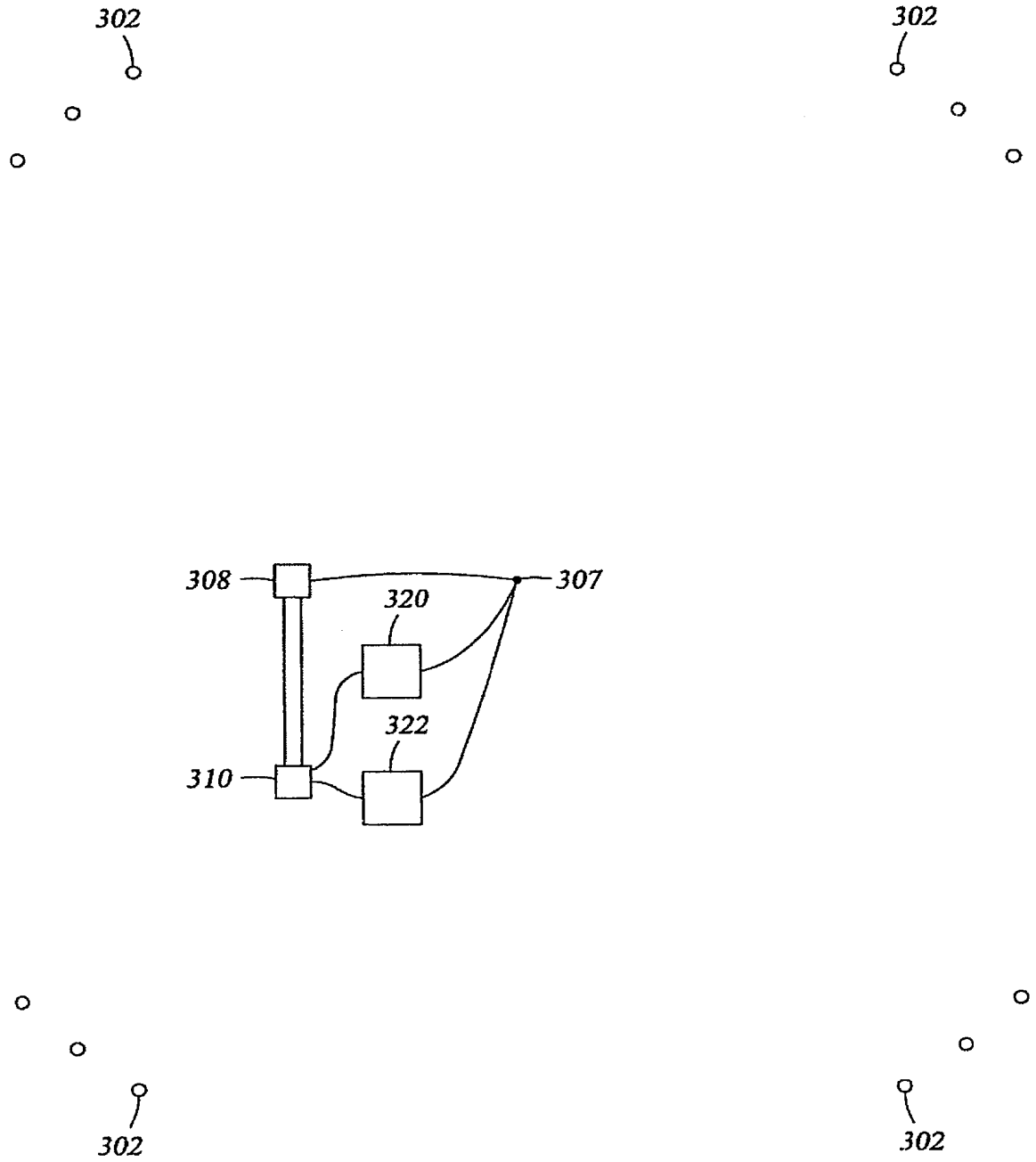


Fig. 16

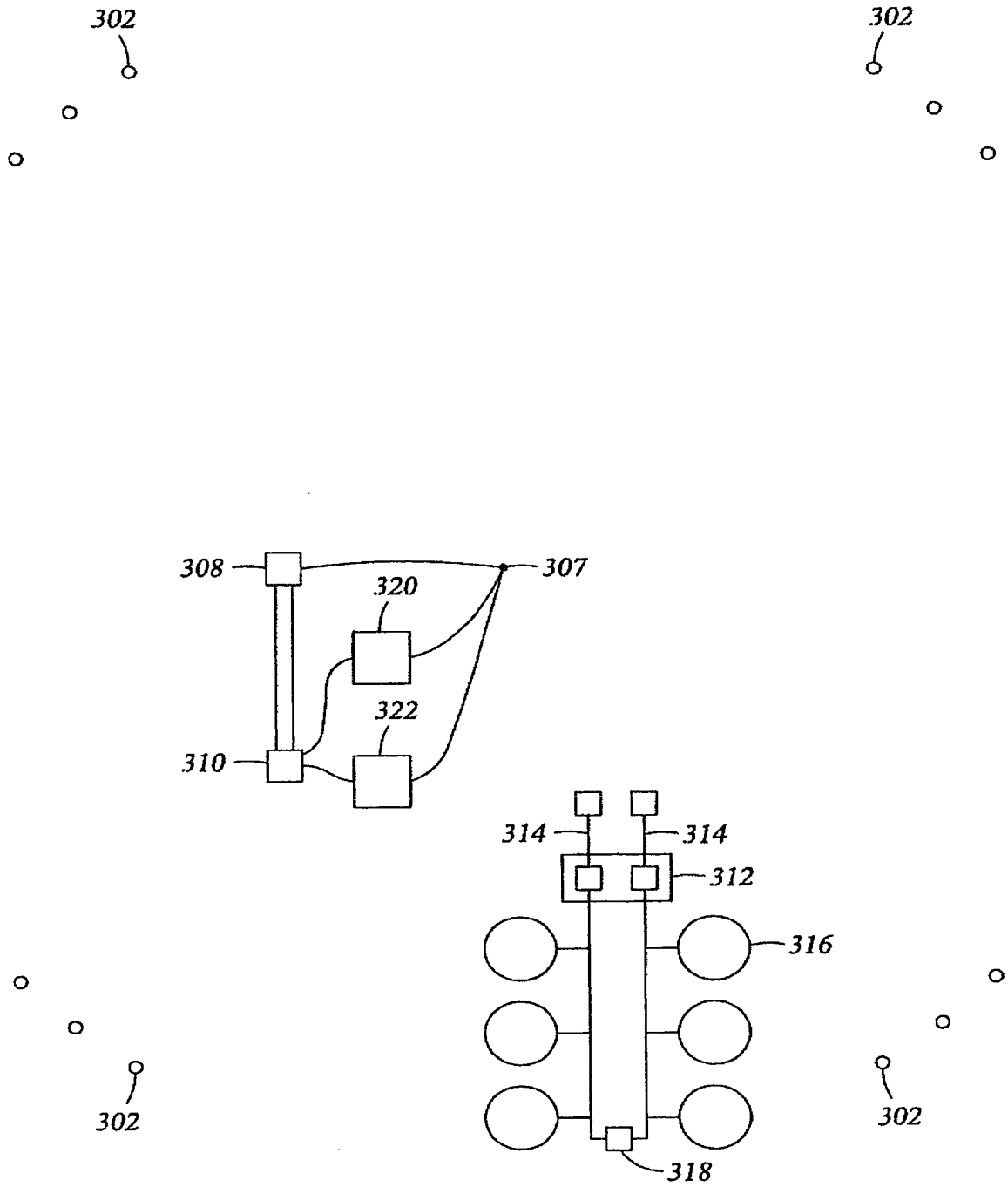
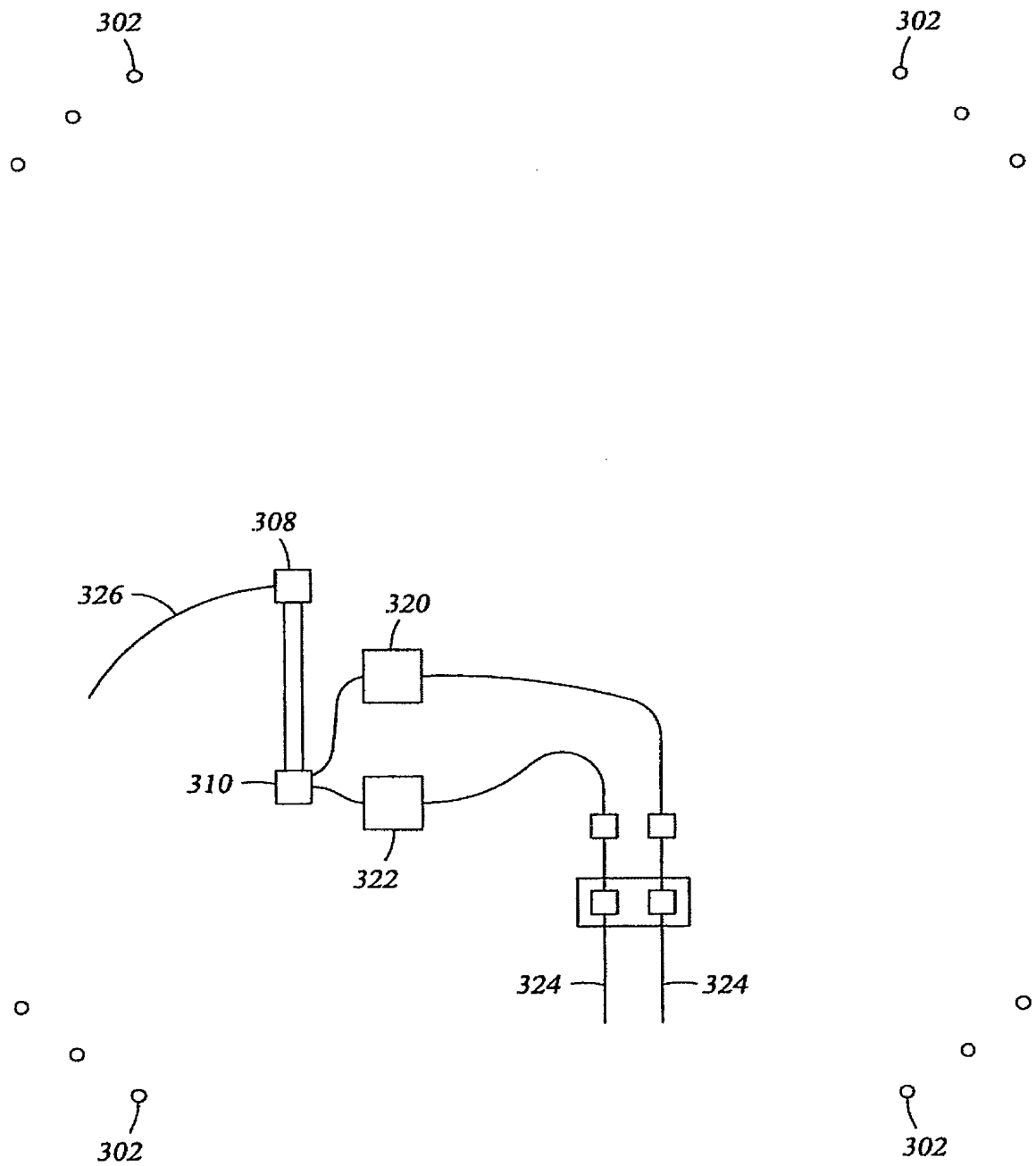


Fig. 17

*Fig. 18*

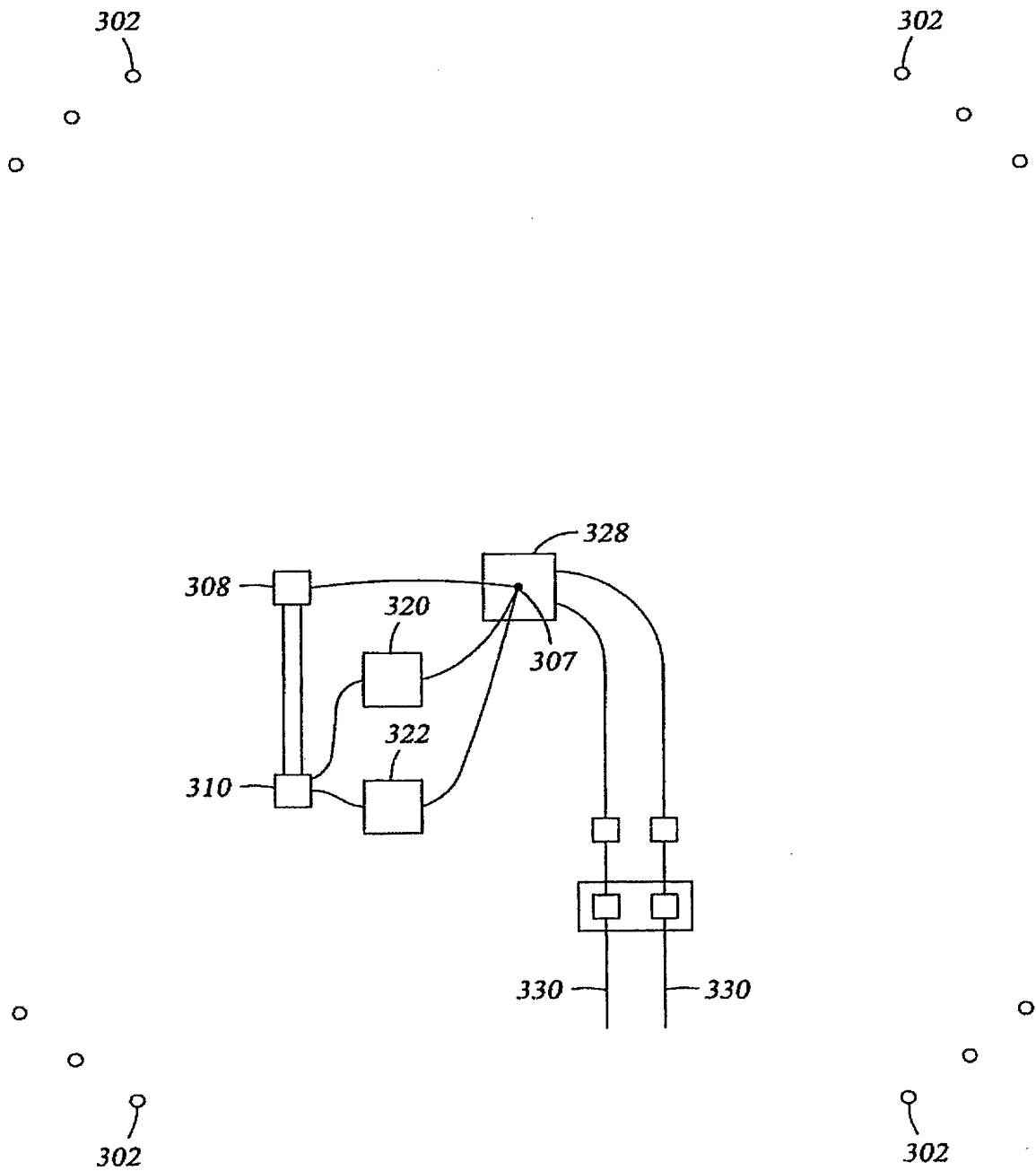
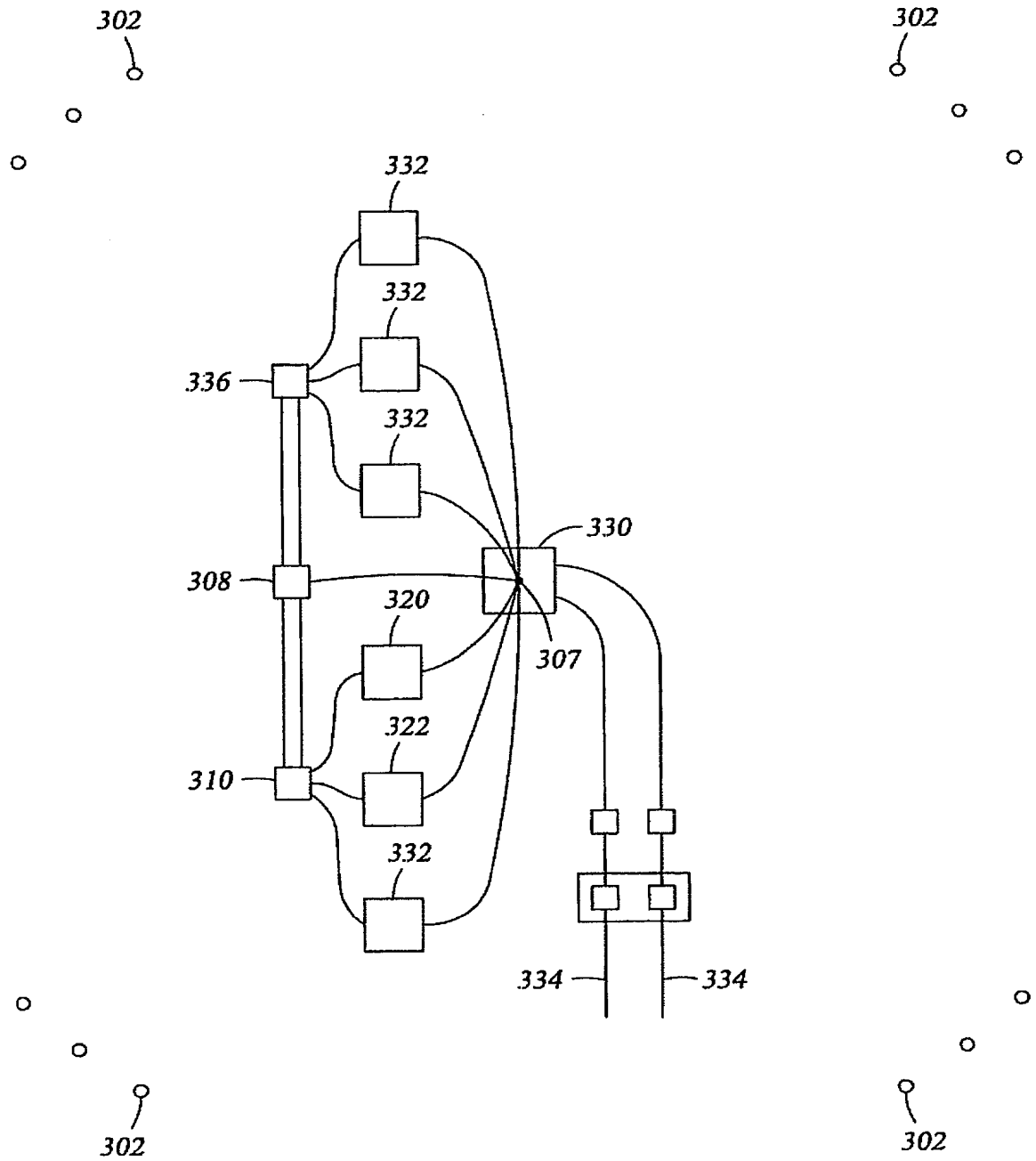
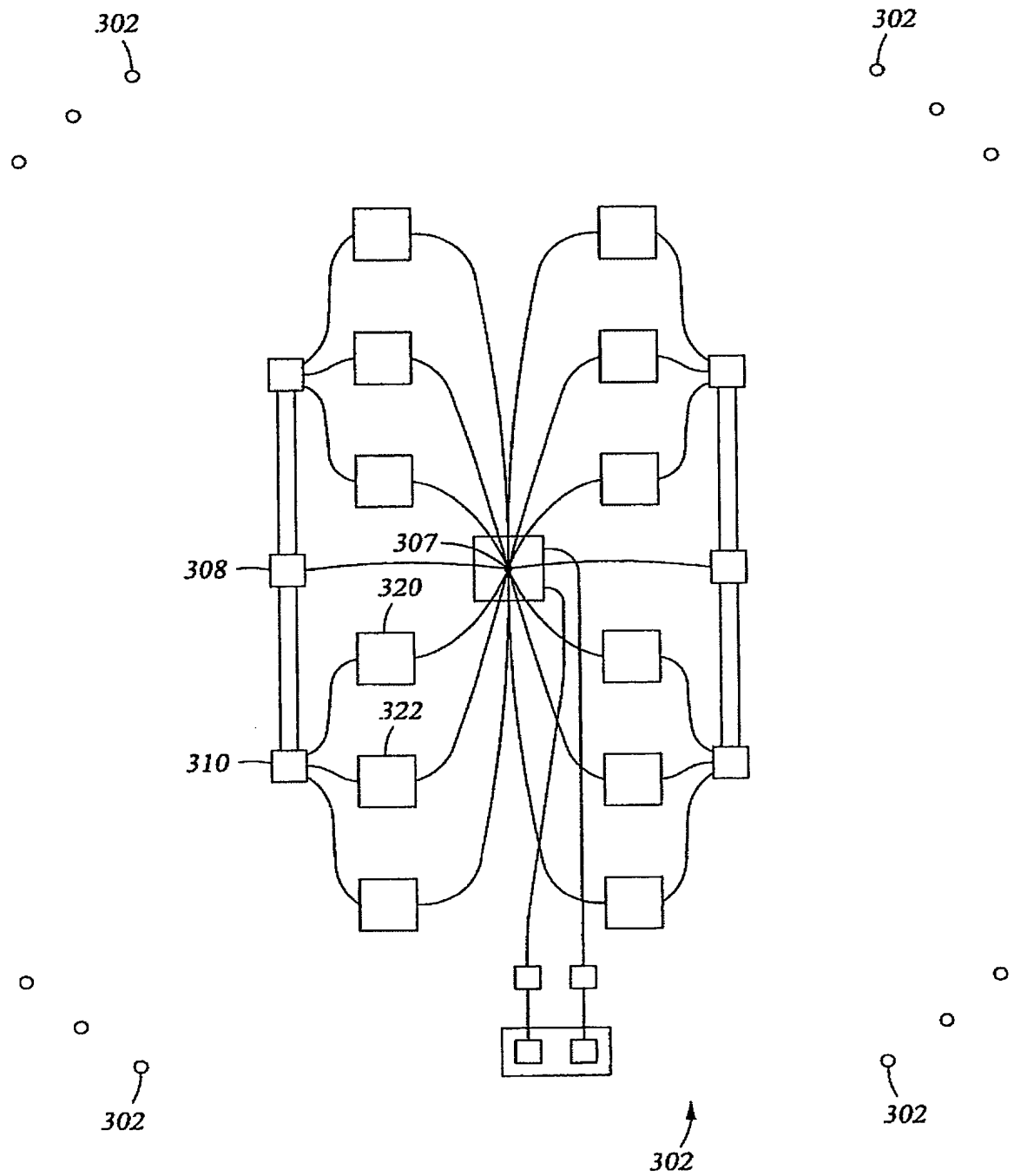


Fig. 19

*Fig. 20*

*Fig. 21*

RESUMO**“MÉTODO PARA DESENVOLVIMENTO DE UM CAMPO DE PETRÓLEO OU GÁS AO LARGO DA COSTA”**

Métodos para desenvolver um campo (de petróleo e gás) ao largo que compreende dispor um navio sonda e de produção principal em um campo ao largo para perfurar e completar pelo menos um poço. A produção proveniente do pelo menos um poço é iniciada e avaliada. Um navio de produção secundário é selecionado com base na produção avaliada e é disposto no campo ao largo para substituir o navio sonda e de produção inicial e suportar a produção do pelo menos um poço.