

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

(21) **PI 1101694-9 A2**

(22) Data de Depósito: 14/04/2011
(43) Data da Publicação: 21/08/2012
(RPI 2172)



(51) *Int.Cl.:*
B63B 35/44
E21B 7/12

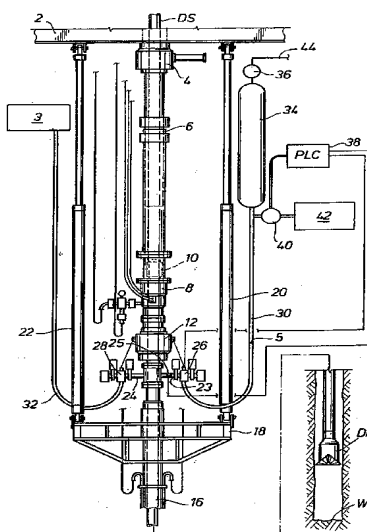
(54) Título: SISTEMA E MÉTODO PARA GERENCIAR A PRESSÃO DE OSCILAÇÃO DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE

(30) Prioridade Unionista: 16/04/2010 US 12761714

(73) Titular(es): Weatherford/Lamb, INC

(72) Inventor(es): BileY, Thomas F., Hannegan, Don M, Harral, Simon John

(57) Resumo: SISTEMA E MÉTODO PARA GERENCIAR A PRESSÃO DE OSCILAÇÃO DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE. Trata-se de um sistema que compensa flutuações de pressão induzidas pela oscilação, em uma plataforma flutuante, quando a coluna de perfuração ou tubulação estiver levantada do fundo e suspensa na plataforma, tal como quando forem realizadas conexões tubulares, durante a Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD), a retirada ou recolocação tubular ou quando um kick for circulado para fora, usando uma perfuração convencional. Em uma configuração, uma interface de líquido e gás desloca-se por uma linha de vazão, entre um riser e um acumulador de gás, à medida que a tubulação se move para cima e para baixo. Em outra configuração, uma válvula de alívio de pressão ou estrangulador ajustável permite o movimento do fluido do riser quando a tubulação se mover para baixo, e a bomba com o regulador de pressão desloca o fluido até o riser quando a tubulação se mover para cima. Em outras configurações, um pistão conectado à plataforma ou à junta telescópica do riser se move em um recipiente de fluido, assim comunicando uma quantidade necessária de fluido para dentro ou para fora do anulo do riser. O sistema também compensa flutuações de pressão induzidas pela oscilação, em uma plataforma flutuante, quando uma junta telescópica do riser, localizada abaixo de um RCD, estiver se movendo, durante a perfuração.



SISTEMA E MÉTODO PARA GERENCIAR A PRESSÃO DE OSCILAÇÃO DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE

HISTÓRICO DA INVENÇÃO

1. Campo da invenção

5 A presente invenção está relacionada com a perfuração por pressão convencional e/ou gerenciada de uma plataforma flutuante.

2. Descrição da matéria relacionada

Dispositivos rotacionais de controle (RCDs) são usados no setor de perfuração em poços de perfuração. Um elemento de vedação interna fixado em um membro
10 rotacional interno do RCD veda o diâmetro externo de um tubo e gira com o mesmo. O tubo pode ser uma coluna de perfuração, um revestimento, um tubo da bobina ou qualquer componente ligado ao campo petrolífero. O tubo pode ser dirigido de forma deslizante através do RCD, à medida que o tubo gira, ou quando o tubo não estiver rodando. Exemplos de alguns RCDs podem ser encontrados nas Patentes
15 dos EUA de números 5,213,158; 5,647,444 e 5,662,181.

Houve propostas do posicionamento de RCDs com *risers* marinhos. Um exemplo de um *riser* marinho, com alguns de seus componentes associados, é proposto pela Patente dos EUA de número 4,626,135. A Patente dos EUA de número 6,913,092 propõe um compartimento de vedação com um RCD posicionado acima do nível do
20 mar, na parte superior de um *riser* marinho, para facilitar o sistema pressurizado controlado mecanicamente. A Patente dos EUA de número 7,237,623 propõe um método de perfuração a partir de uma estrutura flutuante usando um RCD posicionado em um *riser* marinho. A Publicação dos EUA 2008/0210471 propõe um compartimento de base, posicionado acima da superfície da água, para engate ao
25 RCD. As Patentes dos EUA de números 6,470,975; 7,159,669 e 7,258,171 propõem

o posicionamento do conjunto de RCD em um compartimento disposto em um *riser* marinho. Um RCD também foi proposto pela Patente dos EUA de número 6,138,774, com respectivo posicionamento submarinho sem um *riser* marinho.

As Patentes dos EUA de números 3,976,148 e 4,282,939 propõem métodos para
5 determinar a taxa de vazão do fluido de perfuração que sai de um *riser* marinho telescópico que se desloca em relação a um sistema de oscilação de uma estrutura flutuante. A Patente dos EUA de número 4,291,772 propõe um método e um aparelho para reduzir a tensão necessária em um *riser*, mantendo uma pressão em um fluido leve no *riser* sobre um fluido de perfuração mais pesado.

10 Conjuntos de engate foram propostos no passado para o posicionamento do RCD. A Patente dos EUA de número 7,487,837 propõe um conjunto de engate para utilização com um *riser* para o posicionamento de um RCD. A Publicação de número US 2006/0144622 propõe um sistema de engate para prender o RCD a um compartimento. A Publicação de número US 2009/0139724 propõe um sistema
15 indicador de posição de engate para determinar de forma remota se o conjunto de engate está travado ou destravado.

Nos últimos anos, os RCDs têm sido usados para conter os fluidos anulares sob pressão e, assim, gerenciar a pressão no poço de perfuração em relação à pressão na formação da terra ao redor. Em algumas circunstâncias, pode ser desejável
20 perfurar em condições de desequilíbrio, o que facilita a produção do fluido de formação até a superfície do poço, já que a pressão de formação é maior que a pressão do poço. A Patente dos EUA de número 7,448,454 propõe a perfuração em desequilíbrio com um RCD. Em outras vezes, pode ser desejável perfurar em condições de superbalanceamento, o que ajuda a controlar o poço e evitar *blowouts*
25 (fluxos descontrolados), já que a pressão do poço é maior que a pressão de

formação. Enquanto a Publicação de número US 2006/0157282 propõe de forma genérica a Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD), a Publicação Internacional número WO 2007/092956 propõe um sistema de MPD com RCD. A Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD) é um processo de perfuração usado para controlar o perfil de pressão anular por todo o poço. Os objetivos são determinar os limites ambientais de pressão de descida no poço e gerenciar o perfil de pressão anular hidráulica de forma correspondente.

Uma equação usada no setor de perfuração para determinar o peso equivalente da lama e dos cortes no poço enquanto circulam com as bombas de lama da plataforma ligadas é:

$$\text{Peso da Lama Equivalente (EMW)} = \text{Volume Hidrostático do Peso da Lama} + \Delta \text{ Pressão de Atrito Anular Circular (AFP)}$$

Essa equação pode ser mudada para atender às unidades de medidas conforme a necessidade.

Em uma variante da Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD), a supracitada Pressão de Atrito Anular Circular (AFP), com as bombas de lama ligadas, é trocada por um aumento da contrapressão de superfície, com as bombas de lama da plataforma desligadas, resultando em uma variação da MPD em forma de Pressão do Fundo do Poço Constante (CBHP), ou uma EMW constante, estando as bombas de lama circulando ou não. Outra variação da Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD) foi proposta pela Patente dos EUA de número 7,237,623, para um método com o qual uma altura de coluna predeterminada de lama viscosa pesada (mais frequentemente chamada de fluido de *kill*) é bombeada no ânulo. Esse tampão de lama controla o fluido e os cortes de perfuração para que não retornem à superfície.

Esse método de perfuração por tampão de lama é, às vezes, chamado de *bull heading* ou de perfuração cega.

A variação da Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD) em forma de CBHP é alcançada usando-se válvulas sem retorno (ex.: válvulas de retenção) no influente ou na extremidade dianteira da coluna de perfuração, bem como um RCD e um regulador de pressão, como uma válvula de estrangulamento de perfuração, sobre o efluente ou no lado de retorno do sistema. Uma dessas válvulas de estrangulamento de perfuração é proposta pela Patente dos EUA de número 4,355,784. Uma válvula de estrangulamento, de funcionamento hidráulico, é comercializada pela M-I Swaco, de Houston, no Texas, com o nome de SUPER AUTOCHOKE. Além disso, a Secure Drilling International, L.P., de Houston, no Texas, atualmente de propriedade da Weatherford International Inc., desenvolveu uma válvula de estrangulamento de funcionamento automático, que poderia ser usada com esse sistema de perfuração desbalanceado proposto pelas Patentes dos EUA de números 7,044,237; 7,278,496; 7,367,411 e 7,650,950. Em resumo, no passado, o operador de poço usava a válvula de estrangulamento manual, a válvula de estrangulamento semiautomática e/ou a válvula de estrangulamento totalmente automática, com um programa de Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD).

A variação MPD CBHP é realizada com a válvula de estrangulamento de perfuração aberta durante a circulação, sendo que a válvula de estrangulamento de perfuração permanece fechada quando não há circulação. Com o sistema MPD CBHP, às vezes existe um ajuste de pressão de fechamento do estrangulamento de 10 no fechamento das bombas de lama e um ajuste de abertura de estrangulamento de 10 ao iniciá-las. O peso da lama pode ser alterado ocasionalmente, à medida que o poço é perfurado mais profundamente, ao circular com a válvula de estrangulamento

aberta, para que o poço não vaze. A contrapressão de superfície, dentro da capacidade nominal de contenção de pressão disponível de um RCD, é utilizada quando as bombas estiverem desligadas (resultando na ausência de AFP) durante a colocação de conexões tubulares para evitar a vazão do poço. Além disso, em uma aplicação típica de CBHP, o peso da lama é reduzido em aproximadamente 0,5 ppg em relação ao peso de lama de perfuração convencional em um ambiente semelhante. Aplicando a supracitada equação EMW, o operador geralmente navega em uma janela de perfuração cambiante, definida pela pressão neutra e pela pressão de fratura da formação, trocando a contrapressão de superfície, para quando as bombas estiverem desligadas e a AFP for eliminada, para atingir a CBHP.

A variação CBHP da Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD) é exclusivamente aplicável na perfuração em janelas estreitas de perfuração, entre a pressão neutra da formação e pressão de fratura, perfurando com um gerenciamento preciso do perfil de pressão do poço. A sua característica principal é a manutenção de uma pressão do fundo do poço constante e efetiva, tanto na perfuração de avanço ou fechada para a realização de conexões tubulares e juntas. A CBHP é praticada com um sistema de fluidos circulantes fechados e passíveis de pressurização, o que pode ser visto como um vaso de pressão. Ao perfurar com um fluido de perfuração hidrostaticamente sub-balanceado, uma quantidade predeterminada de contrapressão de superfície deverá ser aplicada via RCD e coletor de estrangulamento, quando as bombas de lama da plataforma estiverem desligadas para realização de conexões.

Ao realizar uma coluna de perfuração ou outra conexão tubular em uma plataforma flutuante, a coluna de perfuração ou outra tubulação deverá ser ajustada sobre

peças deslizantes com a broca de perfuração levantada do fundo. As bombas de lama devem estar desligadas. Durante tais operações, a oscilação das ondas oceânicas na plataforma pode fazer com que a coluna de perfuração ou outra tubulação aja como um pistão, deslocando-se para cima e para baixo no “vazo de pressão” no *riser* abaixo do RCD, resultando em flutuações da pressão do poço, em harmonia com a frequência e a magnitude do sistema de oscilação da plataforma. Isso pode causar reduções e aumentos repentinos de pressão que afetam as pressões do fundo do poço e, assim, levam à perda de circulação ou ao influxo de fluido de formação, principalmente em formações de perfuração com janelas de perfuração estreitas. Retornos anulares podem ser deslocados pelo efeito de pistão da coluna de perfuração, ao subir e descer, no poço e na plataforma.

Há relatos de que a oscilação vertical, causada pelas ondas do mar que têm um período médio de mais de 5 segundos, cria reduções e aumentos repentinos de pressão no poço, enquanto a coluna de perfuração está suspensa. Ver GROSSO, J.A., “An Analysis of Well Kicks on Offshore Floating Drilling Vessels,” SPE 4134, Outubro de 1972, páginas 1-20, © 1972 Society of Petroleum Engineers. As reduções e os aumentos repentinos de pressão teórica, devido ao movimento de subida, podem ser calculados usando equações diferenciais de movimento de fluido e parâmetros médios de perfuração. Ver BOURGOYNE, JR., ADAM T., et al, “Applied Drilling Engineering,” páginas 168-171, © 1991 Society of Petroleum Engineers.

Em mares calmos, com poucos metros de oscilação causada por ondas, a capacidade do método MPD CBHP de manter um peso de lama equivalente mais constante não é substancialmente comprometida, ao ponto de não ser comercializável. Entretanto, em mares moderados ou agitados, é desejável que

essa dificuldade tecnológica seja tratada para possibilitar que a CBHP e outras variações da Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD) sejam praticadas nos corpos de água onde são mais necessárias no mundo todo, tais como em águas profundas, onde a oscilação das ondas pode chegar a 9,1 m ou mais e onde as formações geológicas apresentam janelas de perfuração estreitas. Uma oscilação de vazo ou plataforma de 30 pés (do pico ao vale e depois de volta ao pico), com uma coluna de perfuração de 16,8 cm de diâmetro, pode deslocar aproximadamente 1,3 barris de retornos anulares na subida e a mesma quantidade na descida. Embora a quantidade de fluido possa não parecer grande, em algumas geometrias de poço isso poderia causar flutuações de pressão de até 350 psi.

Pesquisas demonstram que puxar a tubulação a uma velocidade de 0,5 m/s cria uma redução de pressão de 150 a 300 psi, dependendo da configuração do conjunto do fundo do poço, do revestimento e do fluido de perfuração. Ver WAGNER, R.R. et al., "Surge Field Tests Highlight Dynamic Fluid Response," SPE/IADC 25771, fevereiro de 1993, páginas 883-892, © 1993 Conferência da Perfuração da SPE/IADC. Um campo de águas profundas no Mar do Norte relatou que enfrentou efeitos de oscilação entre 75 a 150 psi. Ver SOLVANG, S.A. et al., "Managed Pressure Drilling Resolves Pressure Depletion Related Problems in the Development of the HPHT Kristin Field," SPE/IADC 113672, janeiro de 2008, páginas 1-9, © 2008 Conferência e Exposição de Perfuração por Pressão Gerenciada e Operações Sub-balanceadas da IADC/SPE. Entretanto, existem reservas exauridas e prospecções em águas profundas, tais como no Mar do Norte, em alto mar no Brasil, e em outros lugares, onde a flutuação de pressão com a oscilação das ondas deve ser reduzida a 15 psi para que permaneça dentro da janela de perfuração estreita, entre os gradientes de pressão de fratura e pressão neutra. Caso contrário, podem ocorrer

danos à formação ou *kicks* (influxo indesejável) no poço ou *blowout* (fluxo descontrolado).

O problema da manutenção de uma pressão do fundo do poço (BHP) dentro dos limites aceitáveis, em uma janela de perfuração estreita, quando a perfuração é realizada em uma Unidade móvel de perfuração em alto mar (MODU) é discutido em RASMUSSEN, OVLE SUNDE et al, "Evaluation of MPD Methods for Compensation of Surge-and-Swab Pressures in Floating Drilling Operations," IADC/SPE 108346, março de 2007, páginas 1-11, Conferência e Exposição de Perfuração por Pressão Gerenciada e Operações Sub-balanceadas da IADC/SPE. Uma proposta de solução ao usar um fluido de perfuração com densidade inferior ao gradiente de pressão neutra é o método de circulação contínua, no qual o fluido de perfuração é circulado de forma contínua pela coluna de perfuração e pelo ânulo durante o funcionamento e a conexão da tubulação de perfuração. Uma desvantagem identificada com esse método é que a taxa de vazão deve ser rapidamente e continuamente ajustada, o que é descrito como desafiador. Caso contrário, a fratura ou um influxo são possíveis. Outra solução proposta ao usar um fluido de perfuração com densidade inferior ao gradiente de pressão neutra é usar um RCD com uma válvula de estrangulamento para o controle da contrapressão. Entretanto, mais uma vez se faz necessária uma resposta rápida do sistema para compensar os movimentos rápidos de oscilação, o que se torna difícil em condições de oscilação moderadas ou altas, em janelas de perfuração estreitas.

Uma solução proposta ao usar um fluido de perfuração com densidade maior que a pressão neutra é um sistema de fluido de perfuração de gradiente duplo, com bomba elevadora de lama submarina, *riser* e RCD. Outra solução proposta ao usar um fluido de perfuração com densidade maior que a pressão neutra é um sistema de

fluido de perfuração de gradiente único, com bomba elevadora de lama submarina, *riser* e RCD. Uma desvantagem de ambos os métodos é que uma resposta rápida é necessária na interface do nível do fluido para compensar a pressão. Sistemas de elevação de lama submarina que utilizem somente um nível ajustável de lama/água ou lama/ar no *riser* terão dificuldade para controlar os efeitos de redução ou aumento repentinos de pressão. Outra desvantagem é o alto custo de uma operação de bombas submarinas.

Os autores das notas técnicas IADC/SPE 108346 supracitadas concluíram que, considerando o grande movimento de oscilação da MODU (± 2 a 3 m) e o curto período entre os picos de reduções e aumentos repentinos de pressão (6 a 7 segundos), pode ser difícil alcançar uma compensação de reduções e aumentos repentinos de pressão com qualquer um dos métodos propostos. Eles sugerem que um modelo computacional de hidráulica, em tempo real, é necessário para controlar as pressões durante as conexões e o funcionamento. Eles propõem que a capacidade de medir a BHP usando um sistema de telemetria por coluna de perfuração por fio pode facilitar o controle da densidade circulante equivalente, mas quando um maior controle de BHP é necessário, o modelo computacional será necessário para prever os cenários de reduções e aumentos repentinos de pressão em relação às condições específicas. Entretanto, tal solução proposta apresenta uma tarefa formidável, considerando os intervalos de oscilação de menos de 30 segundos, já que até mesmo estrangulamentos controlados por um controlador lógico programável (CLP) consomem esse tempo, em cada sentido da oscilação, para receber dados de medição enquanto ocorre a perfuração (MWD), interpretá-los, instruir um ajuste de estrangulamento e, depois, reagir de acordo.

A Publicação Internacional número WO 2009/123476 propõe que uma redução de

pressão pode ser compensada aumentando a abertura da válvula de estrangulamento de desvio submarina, permitindo que a pressão hidrostática da linha de retorno da bomba elevadora submarina seja aplicada para aumentar a pressão no poço, e que um aumento repentino de pressão pode ser compensado diminuindo a abertura da válvula de estrangulamento de desvio submarina, permitindo que a bomba elevadora submarina reduza a pressão no poço. A publicação '476 admite que a compensação de reduções e aumentos repentinos de pressão é um desafio em uma MODU, e propõe que seu método é viável, dadas as medições apropriadas do movimento de oscilação da plataforma e um controle previsível. Entretanto, é difícil obter medições precisas e depois reagir a elas, principalmente em um curto período. Além disso, o controle previsível é de difícil alcance, já que ondulações imprevisíveis ou outras condições incomuns de ondulação, tal como aquelas induzidas pelo mau tempo, não podem ser previstas com precisão. A Patente dos EUA de número 5,960,881 propõe um sistema para reduzir o aumento repentino de pressão durante a aplicação de uma camisa.

Flutuações de pressão induzidas pelo movimento das ondas também ocorrem durante a retirada e o retorno da coluna de perfuração do poço. Quando a contrapressão de superfície está sendo aplicada durante a retirada e recolocação no poço, por exemplo, como ocorre durante a Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD) em águas profundas, cada movimento de subida significa um adicional à velocidade de retirada, e cada movimento de descida é um adicional sobre a velocidade de recolocação. Seja na recolocação ou na retirada do poço, essas acelerações relacionadas à oscilação da coluna de perfuração devem ser consideradas. Geralmente, o resultado são velocidades de retirada e recolocação mais lentas para se evitar efeitos de reduções e aumentos repentinos de pressão.

Isso pode criar atrasos significativos, principalmente com aluguéis de plataformas de águas profundas a US\$ 500.000 ao dia.

O problema da manutenção de uma pressão constante também pode existir em certas aplicações de perfuração convencional em plataformas flutuantes. Em perfurações convencionais, em águas profundas com um *riser* marinho, o *riser* não é pressurizado por dispositivos mecânicos durante operações normais. A única pressão induzida pelo operador da plataforma e contida pelo *riser* é aquela gerada pela densidade da lama de perfuração no *riser* (pressão hidrostática). Um *riser* marinho típico tem 21 ¼ polegadas (54 cm) de diâmetro e uma pressão nominal máxima de 500 psi. Entretanto, um *riser* de alta resistência, como um de 16 polegadas (40,6 cm) de revestimento, com pressão nominal aproximada de 5000 psi, conhecido como *riser* fino, pode ser usado de forma vantajosa em perfurações de águas profundas. Uma BOP de superfície pode ser posicionada em um *riser* como esse, resultando em custos de manutenção e testes de coluna reduzidos.

Para circular um *kick* para fora do poço e também quando mudanças na densidade da lama estão sendo realizadas para controlar o poço, a broca de perfuração é levantada do fundo e a BOP anular é fechada contra a coluna de perfuração. Um BOP (Sistema de Prevenção de *Blow Out*) anular é tipicamente localizado sobre um BOP do tipo cilíndrico. BOPs do tipo cilíndrico também foram propostos em relação a operações de perfuração, tal como nas Patentes dos EUA de números 4,488,703; 4,508,313; 4,519,577 e 5,735,502. Com BOPs anulares, a perfuração deve parar quando o selo do BOP de cilindro interno estiver fechado ou vedado contra a coluna de perfuração, senão haverá desgaste da vedação. Ao utilizar plataformas flutuantes, as flutuações de pressão induzidas por oscilação podem ocorrer à medida que a coluna de perfuração ou outra tubulação se mover para cima e para

baixo, independentemente da vedação do BOP anular. O BOP anular é normalmente fechado para esse fim, em vez do BOP do tipo cilindro, em parte porque as peças da vedação do BOP anular podem ser mais facilmente substituídas depois de gastas. As flutuações de pressão induzidas pela oscilação abaixo da vedação do BOP anular podem desestabilizar um orifício não revestido em um movimento de descida (aumento repentino), e sugar mais influxo no movimento de subida (redução de pressão).

Parece haver consenso em relação ao fato de que o uso de plataformas flutuantes em águas profundas, com BOPs e *risers* finos, apresenta maior risco de que o *kick* venha até a superfície antes que o BOP possa ser fechado. Com a vedação anular do BOP de superfície fechada, às vezes leva horas para circular o gás para fora do *riser*. Oscilações significativas em intervalos de 30 segundos, por exemplo (do pico ao vale e de volta ao pico), podem causar muitos problemas que consomem tempo e complicações decorrentes, tais como (1) detritos no poço, (2) desajustes no poço e (3) aumento nas quantidades de hidrocarbonetos produzidos à superfície. A estabilidade do poço pode ser comprometida.

Compensadores de movimento da coluna de perfuração já foram usados para manter um peso constante na broca durante a perfuração apesar da oscilação da plataforma flutuante devido aos movimentos das ondas. Um desses dispositivos é um amortecedor sub ou uma junta solta, que é usado como um componente da coluna de perfuração, colocado próximo ao topo dos colares de perfuração. Um mandril, composto de uma parte superior do amortecedor, desliza para dentro e para fora do corpo do amortecedor como um telescópio, em resposta ao movimento vertical da plataforma, sendo que essa ação telescópica do amortecedor mantém a estabilidade da broca no poço durante a perfuração. Entretanto, o amortecedor sub

tem uma faixa de curso máximo de 5 pés (1,5 m), e o seu comprimento de 37 pés (11,3 m) limita a sua capacidade de empilhar amortecedores em linha ou em trios, para a sua utilização em mares agitados.

Dispositivos de compensação de oscilação da coluna de perfuração já foram usados para diminuir a influência da oscilação da plataforma flutuante na coluna de perfuração quando a broca estiver no fundo e a coluna de perfuração estiver girando para perfurar. Os compensadores de oscilação antigos tentam manter o peso desejado na broca enquanto ela estiver no fundo e durante a perfuração. Um compensador de oscilação passivo, conhecido como compensador em linha, pode ser composto por um ou mais cilindros hidráulicos, posicionados entre o bloco de deslocamento e o gancho, e pode ser conectado aos vasos de pressão a ar via um reservatório elevado e um circuito de mangueira, tal como o Shaffer Drill String Compensator comercializado pela National Oilwell Varco, de Houston, no Texas.

O sistema compensador passivo de oscilação tipicamente compensa através da ação hidropneumática de compressão de um volume de ar e do estrangulamento de fluido via cilindros e pistões. À medida que a plataforma subir ou descer, a pressão de ar ajustada suportará o peso correspondente a essa pressão. À medida que a perfuração se tornar mais profunda e mais peso for acrescentado à coluna de perfuração, mais pressão precisará ser adicionada. Um compensador passivo de oscilação, montado em coroa, pode ser composto por cilindros de compressão, montados verticalmente e ligados a uma estrutura rígida, montada a uma mesa d'água em torre, tal como o Shaffer Crown Mounted Compensator, também disponível pela National Oilwell Varco of Houston, Texas. Tanto os compensadores de oscilação em linha como aqueles montados em coroa usam cilindros hidráulicos ou pneumáticos, que agem como molas para o suporte da carga da coluna de

perfuração e, assim, permitem que o topo da coluna de perfuração permaneça fixo enquanto a plataforma se move. Compensadores passivos de oscilação podem ter uma eficiência de apenas aproximadamente 45% em mares calmos e de aproximadamente 85% em mares mais violentos, com a broca no fundo e durante a

5 perfuração.

Um compensador de oscilação ativo pode ser um dispositivo de auxílio de potência hidráulica para superar o atrito da vedação do compensador de oscilação passivo e o atrito do batente-guia da coluna de perfuração. Um sistema ativo pode depender de sensores (tais como acelerômetros), bombas e um processador que tem uma

10 interface ativa com um compensador de oscilação passivo para manter o peso necessário na broca enquanto estiver no fundo do poço e durante a perfuração. Um compensador de oscilação ativo pode ser usado de forma independente ou em combinação com um compensador de oscilação passivo, também quando a broca estiver no fundo do poço e durante a rotação da coluna de perfuração ao perfurar.

15 Um compensador de oscilação ativo é comercializado pela National Oilwell Varco, de Houston, no Texas.

Uma ferramenta de compensação de movimento de descida em poços, conhecida como Compensador de movimento de descida em poços submarinos (SDMC™), comercializada pela Weatherford International, Inc., de Houston, no Texas, tem

20 apresentado sucesso no passado em inúmeras operações de fresagem. A SDMC™ é uma marca registrada da Weatherford International, Inc. Ver DURST, DOUG et al, "Subsea Downhole Motion Compensator: Field History, Enhancements, and the Next Generation," IADC/SPE 59152, fevereiro 2000, páginas 1-12, © 2000 Society of Petroleum Engineers Inc. Os autores dos referidos artigos IADC/SPE 59152

25 relataram que, embora vasos de perfuração semissubmersos possam fornecer

equipamentos ativos de oscilação de plataformas, a oscilação residual deverá ser esperada em mares mais agitados. Os autores propõem que os compensadores de movimento de plataforma, que funcionam enquanto a broca está em perfuração, só podem efetivamente eliminar até aproximadamente 90% do movimento. A

5 ferramenta de compensação de movimento é instalada na coluna de trabalho que é usada em operações críticas de fresagem, posicionada na cabeça do poço ou na bucha de desgaste da cabeça do poço. A ferramenta conta com um peso de compensação para ativar os reguladores de vazão em miniatura contidos no pistão disposto na câmara. A ferramenta contém dois cilindros hidráulicos com dispositivos

10 de medição instalados nos pistões. As Patentes dos EUA de números 6,039,118 e 6,070,670 propõem ferramentas compensadoras de movimento de descida no poço. Juntas corrediças de *riser* já foram usadas para compensar o movimento vertical de plataformas flutuantes sobre um *riser*, tal como mostra a Figura 1 das Patentes dos EUA de números 4,282,939 e 7,237,623. Entretanto, quando uma junta corrediça é

15 colocada no “vazo de pressão”, no *riser* abaixo do RCD, o seu movimento telescópico pode resultar em flutuações da pressão do poço muito maiores que 350 psi, em harmonia com a frequência e a magnitude da oscilação da plataforma. Isso cria problemas com a Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD) em janelas de perfuração estreitas, particularmente com a variação CBHP da MPD.

20 As Patentes dos EUA de números 3,976,148; 4,282,939; 4,291,772; 4,355,784; 4,488,703; 4,508,313; 4,519,577; 4,626,135; 5,213,158; 5,647,444; 5,662,181; 5,735,502; 5,960,881; 6,039,118; 6,070,670; 6,138,774; 6,470,975; 6,913,092; 7,044,237; 7,159,669; 7,237,623; 7,258,171; 7,278,496; 7,367,411; 7,448,454; 7,487,837; e 7,650,950; e as Publicações de números US 2006/0144622;

25 2006/0157282; 2008/0210471; e 2009/0139724; e as Publicações Internacionais de

números WO 2007/092956 e WO 2009/123476 são incorporadas ao presente documento, em sua integridade, por referência para todos os devidos fins. As Patentes dos EUA de números 5,647,444; 5,662,181; 6,039,118; 6,070,670; 6,138,774; 6,470,975; 6,913,092; 7,044,237; 7,159,669; 7,237,623; 7,258,171; 7,278,496; 7,367,411; 7,448,454 e 7,487,837; e as Publicações de número US 2006/0144622; 2006/0157282; 2008/0210471; e 2009/0139724; e a Publicação Internacional de número WO 2007/092956 são cedidas ao cessionário da presente invenção.

Em perfurações a partir de uma plataforma de perfuração, existe a necessidade de uma abordagem para rapidamente compensar a mudança na pressão causada pelo movimento vertical da coluna de perfuração ou outra tubulação, quando as bombas de lama da plataforma estiverem desligadas e a coluna de perfuração ou outra tubulação estiver levantada do fundo do poço, enquanto conexões são realizadas, particularmente em mares moderados ou agitados, em formações geológicas com janelas de perfuração estreitas, entre a pressão neutra e a pressão de fratura. Além disso, ao realizar perfurações a partir de plataformas flutuantes, existe uma necessidade de uma abordagem para rapidamente compensar as flutuações de pressão induzidas pela oscilação, quando as bombas de lama da plataforma estiverem desligadas, a coluna de perfuração ou a tubulação estiver levantada do fundo do poço, a vedação BOP anular estiver fechada e a coluna de perfuração ou a tubulação, apesar disso, continuar a se mover para cima e para baixo, induzida pela oscilação das ondas, enquanto o gás do *riser* circula para fora. Além disso, ao retirar a recolocar a coluna de perfuração no poço, existe a necessidade de melhorar as velocidades de retirada e recolocação, cancelando os efeitos de redução e aumento repentinos de pressão relacionados à oscilação da plataforma. Finalmente,

ao realizar perfurações a partir de plataformas flutuantes, existe a necessidade de uma abordagem para rapidamente compensar flutuações de pressão induzidas pela oscilação, enquanto as bombas de lama da plataforma estiverem ligadas, a broca estiver no fundo, com a coluna de perfuração ou a tubulação girando durante a perfuração, e enquanto uma junta telescópica no *riser*, localizada abaixo de um RCD, realiza um movimento telescópico devido à oscilação.

RESUMO DA INVENÇÃO

Um sistema é apresentado, tanto para perfuração convencional como para Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD), para compensar flutuações de pressão induzidas pela oscilação, em uma plataforma flutuante, quando a coluna de perfuração ou outra tubulação estiver levantada do fundo do poço e suspensa na plataforma. Quando suspensa, a tubulação se desloca verticalmente no *riser*, tal como ocorre quando conexões tubulares são feitas durante a MPD, durante a retirada ou recolocação ou quando o *kick* de gás é circulado para fora durante a perfuração convencional. O sistema também pode ser usado para compensar flutuações de pressão induzidas pela oscilação, em uma plataforma flutuante, a partir de uma junta telescópica localizada abaixo de um RCD, quando a coluna de perfuração ou outra tubulação estiver girando, durante a perfuração. O sistema pode ser usado para melhor manter uma BHP substancialmente constante abaixo de um RCD ou um BOP anular fechado. Convenientemente, um método para a utilização do sistema abaixo é apresentado.

Em uma configuração, uma válvula pode ser remotamente acionada para uma posição aberta, permitindo o movimento do líquido entre o ânulo do *riser* abaixo do RCD ou BOP anular e uma linha de vazão, em comunicação com um acumulador de gás contendo gás pressurizado. Uma fonte de gás pode estar em comunicação, por

fluido, com a linha de vazão e/ou acumulador de gás, através de um regulador de pressão de gás. Uma interface de líquido ou gás, preferencialmente na linha de vazão, se desloca à medida que a tubulação se move, permitindo que o líquido se mova para dentro e para fora do ânulo do *riser* para compensar o movimento vertical da tubulação. Quando a tubulação se mover para cima, a interface poderá se deslocar ao longo da linha de vazão, na direção do *riser*. Quando a tubulação se mover para baixo, a interface poderá se deslocar ao longo da linha de vazão, na direção do acumulador de gás.

Em outra configuração, uma válvula pode ser remotamente acionada para uma posição aberta, permitindo que o líquido no ânulo do *riser* abaixo do RCD ou BOP anular se comunique com uma linha de vazão. Uma válvula de alívio de pressão ou um estrangulador ajustável conectado à linha de vazão pode ser configurado a uma pressão predeterminada. Quando a tubulação se mover para baixo e a pressão ajustada for obtida, a válvula de alívio de pressão ou o estrangulador permitirá que o fluido se desloque através da linha de vazão, na direção de um tanque de manobra. De forma alternativa, ou, além disso, o fluido pode passar pela linha de vazão na direção do *riser*, acima do RCD ou do BOP anular. Quando a tubulação se mover para cima, o regulador de pressão ajustado a uma pressão inicial predeterminada permitirá que a bomba de lama desloque o fluido pela linha de vazão, na direção do ânulo do *riser*, abaixo do RCD ou do BOP anular. Um dispositivo de compensação de pressão, tal como um estrangulador ajustável, também pode ser ajustado com uma segunda pressão predeterminada, e posicionado com a linha de vazão, para permitir que o fluido passe por ele quando a segunda pressão predeterminada for atingida ou ultrapassada.

Em outra configuração, com um método de pistão de junta corrediça, uma primeira

válvula pode ser remotamente acionada para uma posição aberta, permitindo que o líquido no ânulo do *riser*, abaixo do RCD ou BOP anular, se comunique com uma linha de vazão. A linha de vazão pode estar em comunicação por fluido com um recipiente de fluido que abriga um pistão. Uma haste do pistão pode ser ligada à

5 plataforma flutuante ou a um cilindro móvel da junta telescópica do *riser*, que, por sua vez, pode ser ligado à plataforma flutuante. O recipiente de fluido pode estar em comunicação por fluido com o ânulo do *riser*, acima do RCD ou do BOP anular, através de um primeiro conduíte. O recipiente de fluido também pode estar em comunicação por fluido com o ânulo do *riser*, acima do RCD ou do BOP anular,

10 através de um segundo conduíte. O pistão pode se movimentar no mesmo sentido e com a mesma distância que a tubulação, para deslocar a quantidade necessária de fluido para dentro e para fora do ânulo do *riser*, abaixo do RCD ou do BOP anular.

Em uma configuração do método do pistão de junta corrediça, quando a tubulação se mover para baixo, o pistão se moverá para baixo, deslocando o fluido do ânulo do

15 *riser*, localizado abaixo do RCD ou do BOP anular, até o recipiente de fluido. Quando a tubulação se mover para cima, o pistão se moverá para cima, deslocando o fluido do recipiente de fluido ao ânulo do *riser*, localizado abaixo do RCD ou do BOP anular. Um componente de corte pode ser usado para permitir que a haste do pistão seja cortada da plataforma durante condições de oscilação extremas. Um

20 componente de ajuste de volume pode ser posicionado junto ao pistão, no recipiente de fluido, para compensar os diferentes tamanhos de tubulações e *risers*.

Em outra configuração do método de pistão de junta corrediça, uma primeira válvula pode ser remotamente acionada para uma posição aberta, permitindo que o líquido no ânulo do *riser*, abaixo do RCD ou BOP anular, se comunique com uma linha de

25 vazão. A linha de vazão pode estar em comunicação por fluido com um recipiente

de fluido que abriga um pistão. A haste do pistão pode ser ligada à plataforma flutuante ou ao cilindro móvel da junta telescópica do *riser*, que, por sua vez, pode ser ligado à plataforma flutuante. O recipiente de fluido pode estar em comunicação por fluido com o tanque de manobra através de um conduíte de tanque de manobra.

- 5 O recipiente de fluido pode ter um conduíte de recipiente com uma segunda válvula. O pistão pode se movimentar no mesmo sentido e com a mesma distância que a tubulação, para deslocar a quantidade necessária de fluido para dentro e para fora do ânulo do *riser*, abaixo do RCD ou do BOP anular.

- 10 Quaisquer das configurações podem ser utilizadas com um *riser*, com uma junta telescópica localizada abaixo do RCD, para compensar flutuações de pressão causadas pelo movimento de subida e descida da junta telescópica, quando a broca estiver no fundo e durante a perfuração. Em todas as configurações, pode haver redundâncias. Duas ou mais configurações podem ser usadas em conjunto para fins de redundância. Podem existir linhas de vazão, válvulas, bombas ou outros
- 15 dispositivos para uma única função, ou pode haver linhas de vazão, válvulas, bombas ou dispositivos partilhados para diferentes funções.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

A maior compreensão da presente invenção pode ser alcançada com as seguintes descrições detalhadas das várias configurações exibidas nos desenhos:

- 20 A FIG. 1 é uma vista elevada do *riser*, com uma junta corrediça ou telescópica, um compartimento de RCD com um RCD implícito, um BOP anular e uma coluna de perfuração ou outra tubulação no *riser* com a broca destacada do poço; e no lado direito do *riser* um primeiro conector em T com a primeira válvula ligada à primeira linha de vazão flexível, em comunicação por fluido com um acumulador, e uma fonte
- 25 de fornecimento de gás através de um regulador de pressão; e no lado esquerdo do

riser fica um segundo conector em T, com uma segunda válvula, ligada a uma segunda linha de vazão flexível, ligada a um coletor de estrangulamento.

A FIG. 2 é uma vista elevada do *riser* com uma junta telescópica, um BOP anular em uma seção transversal, mostrando a vedação do BOP anular sobre uma tubulação, um BOP do tipo com dois cilindros e uma coluna de perfuração ou outra tubulação no *riser*, com a broca destacada do poço; e no lado direito do *riser*, o primeiro conector em T, com a primeira válvula ligada à primeira linha de vazão flexível, em comunicação por fluido com o primeiro acumulador e a primeira fonte de fornecimento de gás, através do primeiro regulador de pressão; e no lado esquerdo do *riser*, o segundo conector em T, com a segunda válvula, ligada à segunda linha de vazão flexível, em comunicação por fluido com o segundo acumulador e a segunda fonte de fornecimento de gás, através do segundo regulador de pressão, e um estrangulador de controle do poço em comunicação por fluido com o segundo conector em T.

A FIG. 3 é uma vista elevada do *riser*, com uma junta telescópica, um compartimento de RCD com um RCD implícito, um BOP anular e uma coluna de perfuração ou outra tubulação no *riser* com a broca destacada do poço; e no lado direito do *riser*, um primeiro conector em T com a primeira válvula ligada à primeira linha de vazão flexível, em comunicação por fluido com uma bomba de lama, com um regulador de pressão, um dispositivo de compensação de pressão e o primeiro tanque de manobra, através de uma válvula de alívio de pressão; e no lado esquerdo do *riser*, fica um segundo conector em T, com uma segunda válvula, ligada a uma segunda linha de vazão flexível, em comunicação por fluido com o segundo tanque de manobra.

A FIG. 4 é uma vista elevada de um *riser* com uma junta telescópica, um

compartimento de RCD com um RCD implícito, um BOP anular, uma coluna de perfuração ou outra tubulação no *riser*, com a broca destacada do poço; e no lado direito do *riser*, a primeira válvula e a linha de vazão, em comunicação por fluido com um recipiente de fluido, mostrado de forma transversal, contendo um pistão de recipiente de fluido, um primeiro conduíte, mostrado em corte transversal, em comunicação por fluido entre o recipiente de fluido e o *riser*, e o segundo conduíte, em comunicação por fluido entre o recipiente de fluido e o *riser*, através de uma segunda válvula.

A FIG. 5 é uma vista elevada de um *riser*, um RCD parcialmente transversal, disposto com um compartimento de RCD, sendo que no lado direito do *riser*, há uma primeira válvula e uma linha de vazão, em comunicação por fluido com um recipiente de fluido, mostrado de forma transversal, com um pistão de recipiente de fluido e um conduíte de recipiente de fluido, com uma segunda válvula, um conduíte de tanque de manobra, em comunicação por fluido com um tanque de manobra.

A FIG. 6 é uma vista elevada do *riser*, com um compartimento de RCD e um RCD implícito, um BOP anular, uma junta telescópica ou corrediça abaixo do BOP anular, e uma coluna de perfuração ou outra tubulação no *riser*, com a broca em contato com o poço; e no lado direito do *riser* há um primeiro conector em T com a primeira válvula ligada à primeira linha de vazão flexível, em comunicação por fluido com um acumulador, e uma fonte de fornecimento de gás através de um regulador de pressão; e no lado esquerdo do *riser* fica um segundo conector em T, com uma segunda válvula, ligada a uma segunda linha de vazão flexível, ligada a um coletor de estrangulamento.

DESCRIÇÃO DETALHADA DA INVENÇÃO

Os sistemas e métodos descritos abaixo podem ser usados em muitos ambientes de perfuração, com muitos tipos de plataformas flutuantes de perfuração, inclusive plataformas semissubmersas flutuantes, plataformas submersas, navios sondas e sondas em barcas. Os sistemas e métodos abaixo podem ser usados com a

5 Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD), tal como com o CBHP, para manter uma BHP substancialmente constante, durante a retirada e recolocação, inclusive durante conexões e desconexões da coluna de perfuração. Os sistemas e métodos descritos abaixo também podem ser usados com outras variações da MPD praticada a partir de plataformas flutuantes, tal como a perfuração de gradiente duplo e o

10 tampão de lama pressurizado. Os sistemas e métodos descritos abaixo podem ser usados com a perfuração convencional, tal como quando um BOP anular estiver fechado para circular o *kick* ou gás do *riser* para fora, e também durante os momentos em que a densidade da lama está sendo alterada para controlar o poço, enquanto a plataforma flutuante passar por movimentos de subida e descida.

15 Quanto mais comprimido estiver o fluido de perfuração, maior será o benefício a ser obtido com os sistemas e métodos descritos abaixo, durante a perfuração sub-balanceada. Os sistemas e métodos abaixo também podem ser utilizados com um *riser*, com uma junta telescópica localizada abaixo do RCD, para compensar flutuações de pressão causadas pelo movimento de subida e descida da junta

20 telescópica, quando a broca estiver em contato com o poço e durante a perfuração. Conforme a definição empregada no presente documento, uma broca inclui (mas não se limita a) qualquer dispositivo com uma coluna de perfuração ou outra tubulação para cortar ou sondar o poço.

Sistema do acumulador

25 Na FIG. 1, os sensores do *riser* (20, 22) são ligados em uma extremidade a uma viga

2 da plataforma flutuante, e, na outra extremidade, a um suporte do *riser* ou da plataforma 18. A viga 2 pode ser uma viga de mesa rotacional, mas outros suportes da plataforma são contemplados pela FIG. 1 e para todas as configurações exibidas em todas as Figuras. Pode haver uma série de tensores (20, 22) posicionados entre a viga da plataforma 2 e o suporte 18, tal como se conhece no ramo. O suporte do *riser* 18 está posicionado junto ao *riser* 16. Os tensores do *riser* (20, 22) podem colocar aproximadamente 2 milhões de libras de tensão no *riser* 16, para auxiliar no tratamento de correntes submarinas, e podem convenientemente forçar a plataforma flutuante para baixo para ajudar na sua estabilidade. Embora somente mostrados na FIG. 1, os tensores do *riser* (20, 22) e os suportes do *riser* 18 podem ser usados em todas as configurações exibidas em todas as Figuras.

Outros sistemas de tensão de *riser* são contemplados para todas as configurações exibidas em todas as Figuras, tais como cabos tensores de *riser* conectados a um anel tensor de *riser*, disposto junto ao *riser*, tal como podemos ver nas FIGS. 2-5.

Tensores de *riser* (20, 22) também podem ser ligados a um anel tensor de *riser* em vez de um suporte ou plataforma 18. Voltando à FIG. 1, um desviador marinho 4 é ligado acima da junta telescópica do *riser* 6, abaixo da viga da plataforma 2. A junta telescópica do *riser* 6, como todas as juntas telescópicas exibidas em todas as Figuras, pode alongar ou encurtar o *riser*, tal como o *riser* 16. O RCD 10 é disposto em um compartimento de RCD 8 por sobre um BOP anular 12. O BOP anular 12 é opcional. O BOP tipo cilindro de superfície também é opcional. Também pode haver um BOP do tipo cilindro submarino e/ou BOP anular submarino, que não são exibidos. O compartimento do RCD 8 pode ser um compartimento tal como a base que consta na Publicação número US 2008/0210471, posicionado acima da superfície da água, para engate ao RCD. Entretanto, outros compartimentos são

contemplados, tal como os compartimentos de RCD dispostos no *riser* marinho proposto nas Patentes dos EUA de números 6,470,975; 7,159,669 e 7,258,171. O RCD 10 pode permitir uma Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD), inclusive (mas não apenas) a variação CBHP da MPD. Uma coluna de perfuração DS é
5 disposta no *riser* 16 junto a uma broca DB, destacada do poço W, tal como ocorre quando conexões tubulares são realizadas.

O primeiro conector em T 23 se estende a partir da lateral direita do *riser* 16, e a primeira válvula 26 é disposta junto ao primeiro conector em T 23 e conectada, por meio de fluido, à primeira linha de vazão flexível 30. A primeira válvula 26 pode ser
10 acionável remotamente. A primeira válvula pode estar conectada por fiação ao CLP 38. O sensor pode ficar posicionado dentro do primeiro conector em T 23, como mostra a FIG. 1, ou junto da primeira válvula 26. Conforme exposto, o sensor 25 pode estar conectado por fiação ao CLP 38. O sensor 25, mediante o sensoriamento de uma pressão ou faixa de pressão predeterminada, poderá
15 transmitir um sinal ao CLP 38, através de uma conexão por fiação ou sem fio, para acionar de forma remota a válvula 26, para abrir ou fechar a referida válvula. O sensor 25 pode medir a pressão, embora outras medições também possam ser contempladas, tais como a temperatura e a vazão. A primeira linha de vazão 30 pode ser mais comprida que a linha de vazão ou a mangueira que leva ao coletor de
20 estrangulamento, embora outros comprimentos possam ser contemplados. Um recipiente de fluido ou acumulador de gás 34 está em comunicação por fluido com a primeira linha de vazão 30. O acumulador 34 pode ser de qualquer formato ou tamanho, para conter um gás passível de compressão por pressão, mas neste caso um vaso de pressão com altura maior que a largura poderá ser usado. O
25 acumulador 34 pode ser um compartimento fechado em ambas as extremidades, tal

como um compartimento com 30 pés (9,1 m) de altura, com 30 polegadas (76,2 cm) de diâmetro, embora outros tamanhos possam ser contemplados. Um balão pode ser usado com qualquer interface de líquido e gás no acumulador 34, dependendo da posição do acumulador 34 em relação ao primeiro conector em T 23, e se a altura do acumulador 34 for substancialmente a mesma que a largura ou se a largura do acumulador for maior que a altura. A interface de líquido ou gás, tal como a posição de interface 5, pode ficar na linha de vazão 30.

Uma válvula de ventilação 36 pode ser disposta junto ao acumulador 34 para permitir o movimento do gás de ventilação ou outros fluidos pela linha de ventilação

44. Uma fonte de gás 42 pode estar em comunicação, por fluido, com a primeira linha de vazão 30 através de um regulador de pressão 40. A fonte de gás 42 pode fornecer um gás compressível, tal como Nitrogênio ou ar. A fonte de gás 42 e/ou o regulador de pressão 40 pode estar em comunicação, por fluido, diretamente com o acumulador 34. O regulador de pressão 40 pode estar em conexão por fiação com o CLP 38. Entretanto, o regulador de pressão 40 pode ser operado manualmente, de forma semiautomática ou automática para manter uma pressão predeterminada. Em todas as configurações mostradas em todas as Figuras, qualquer conexão com um CLP pode também ser sem fio e/ou pode ter uma interface com outros sistemas, tal como o sistema de coleta de dados da plataforma e/ou os sistemas de comando de estrangulamento da Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD). O segundo conector em T 24 se estende a partir do lado esquerdo do *riser* 16, e a segunda válvula 28 está conectada por fluido com o segundo conector em T 24, e conectada por fluido à segunda linha de vazão flexível 32, que está conectada por fluido ao coletor de estrangulamento 3. Outros dispositivos, além do coletor de estrangulamento 3, podem ser conectados à segunda linha de vazão 32.

Para fins de redundância, contempla-se que, de maneira espelhada, um segundo acumulador, uma segunda fonte de gás e um segundo regulador de pressão podem estar conectados por fluido à segunda linha de vazão 32, de forma semelhante ao exposto no lado direito do *riser* 16, na FIG. 1, e no lado esquerdo do *riser*, na FIG. 2.

De forma alternativa, um acumulador, tal como o acumulador 34, pode estar conectado por fluido com ambas as linhas de vazão (30, 32). Também contempla-se que um sistema redundante, semelhante a qualquer configuração exposta em qualquer uma das Figuras ou nelas descrita, poderá ser posicionado no lado esquerdo da configuração exposta na FIG. 1. O acumulador 34, a fonte de gás 42 e/ou o regulador de pressão 40 poderão ser posicionados no soalho da plataforma ou acima da viga 2. As linhas de vazão (30, 32) podem ter um diâmetro de 6 polegadas (15,2 cm), mas outros tamanhos podem ser contemplados. Embora as linhas de vazão (30, 32) sejam, preferencialmente, linhas flexíveis, linhas parcialmente rígidas também podem ser contempladas com partes flexíveis. A primeira válvula 26 e a segunda válvula 28 podem ser válvulas hidráulicamente e remotamente acionadas e controladas (HCR), embora outros tipos de válvulas possam ser contemplados.

Em relação à FIG. 1 e para todas as configurações mostradas em todas as Figuras, poderá haver mais linhas de fluido flexíveis, conectadas aos conectores em T, tais como o primeiro e o segundo conectores em T (23, 24) da FIG. 1. As linhas de fluido adicionais não estão expostas em nenhuma das Figuras para fins de clareza. Por exemplo, pode haver duas linhas de fluido adicionais, sendo uma delas redundante, para retornos de fluido de perfuração. Também pode haver uma linha de fluido adicional para um tanque de manobra. Também pode haver uma linha de fluido adicional para alívio de sobrepressão. Outras linhas de fluido adicionais

podem ser contempladas. Cada uma das linhas de fluido adicionais pode ser conectada por fluido aos conectores em T com válvulas, tais como válvulas HCR.

Na FIG. 2, uma série de cabos tensores do *riser* 80 é ligada a uma extremidade, junto à 60 da plataforma flutuante, e, na outra extremidade, junto ao anel tensor do

5 *riser* 78. O anel tensor do *riser* 78 está posicionado junto ao *riser* 76. O anel tensor do *riser* 78 e os cabos tensores do *riser* 80 podem ser usados com todas as configurações mostradas em todas as Figuras. Um desviador marinho 4 está

posicionado acima da junta telescópica 62 e abaixo da viga da plataforma 60. A extremidade fixa da junta telescópica 62 fica acima do BOP anular 64. A vedação do

10 BOP anular 66 é vedada na coluna de perfuração ou tubulação DS. Diferentemente da FIG. 1, não há um RCD na FIG. 2, já que a FIG. 2 mostra uma configuração para operações de perfuração convencionais. Embora uma configuração de operação

convencional de perfuração somente seja mostrada na FIG. 2, uma configuração convencional de perfuração pode ser usada com todas as configurações mostradas

15 em todas as Figuras. A bobina do BOP 72 é posicionada entre o BOP superior cilíndrico 70 e o BOP inferior cilíndrico 74. Outras configurações e números de BOP cilíndricos podem ser contemplados. Uma coluna de perfuração ou tubulação DS é exposta junto a uma broca DB, destacada do poço W, tal como ocorre quando conexões tubulares são realizadas.

20 O primeiro conector em T 82 se estende a partir da lateral direita da bobina do BOP 72, e a primeira válvula 86 é disposta junto ao primeiro conector em T 82 e conectada, por meio de fluido, à primeira linha de vazão flexível ou mangueira 90.

Embora linhas de vazão flexíveis sejam preferíveis, contempla-se que linhas de vazão parcialmente rígidas possam ser usadas com partes flexíveis. A primeira

25 válvula 86 pode ser acionada remotamente, podendo estar em conexão por fiação

com um CLP 100. Um painel do operador 115 pode estar em conexão por fiação com um CLP 100. O painel do operador 115 pode ficar na plataforma para uso do pessoal da plataforma. Um painel do operador semelhante pode estar em conexão por fiação com qualquer CLP mostrado em qualquer uma das Figuras. O sensor 83

5 pode ficar posicionado dentro do primeiro conector em T 82, como mostra a FIG 2, ou junto da primeira válvula 86. Conforme exposto, o sensor 83 pode estar conectado por fiação ao CLP 100. O sensor 83 pode medir a pressão, embora outras medições também possam ser contempladas, tais como a temperatura e a vazão. O sensor 83, mediante o sensoriamento de uma pressão ou faixa de pressão

10 predeterminada, poderá transmitir um sinal ao CLP 100, através de uma conexão por fiação ou sem fio, para acionar de forma remota a válvula 86, para abrir ou fechar a referida válvula. Sensores adicionais podem ser contemplados, tal como o sensor posicionado junto ao segundo conector em T 84 ou a segunda válvula 88. A primeira linha de vazão 90 pode ser mais comprida que a linha de vazão ou a

15 mangueira que leva ao coletor de estrangulamento, embora outros comprimentos possam ser contemplados. Um primeiro acumulador de gás 94 pode estar em comunicação por fluido com a primeira linha de vazão 90. Uma primeira válvula de ventilação 96 pode ser disposta junto ao primeiro acumulador 94 para permitir o movimento do gás de ventilação ou outros fluidos pela linha de ventilação 98. Uma

20 primeira fonte de gás 104 pode estar em comunicação, por fluido, com a primeira linha de vazão 90 através de um regulador de pressão 102. A primeira fonte de gás 104 pode fornecer um gás compressível, tal como nitrogênio ou ar. A primeira fonte de gás 104 e/ou o regulador de pressão 102 pode estar em comunicação, por fluido, diretamente com o primeiro acumulador 94. O primeiro regulador de pressão 102

25 pode estar em conexão por fiação com o CLP 100. Entretanto, o primeiro regulador

de pressão 102 pode ser operado manualmente, de forma semiautomática ou automática para manter uma pressão predeterminada.

O segundo conector em T 84 se estende a partir do lado esquerdo da bobina do BOP 72, e a segunda válvula 88 está conectada por fluido com o segundo conector

em T 84, e conectada por fluido à segunda linha de vazão flexível ou mangueira 92.

Para fins de redundância, de maneira espelhada, uma segunda linha de vazão 92 está conectada por fluido a um segundo acumulador 112, a uma segunda fonte de gás 106, a um segundo regulador de pressão 108 e a um segundo CLP 110, semelhante ao mostrado no lado direito do *riser* 76. Uma segunda válvula de

ventilação 114 e uma segunda linha de ventilação 116 estão em comunicação por fluido com o segundo acumulador 112. De forma alternativa, um acumulador pode

estar conectado por fluido com ambas as linhas de vazão (90, 92). Um estrangulador de controle 81, tal como o dispositivo usado para circular um *kick* de poço para fora, também pode estar em conexão por fluido ao segundo conector em

T 84. Contempla-se que outros dispositivos possam ser usados em conexão ao primeiro e segundo conectores em T (82, 84). A primeira válvula 86 e a segunda válvula 88 podem ser válvulas hidráulicamente e remotamente acionadas e controladas (HCR), embora outros tipos de válvulas possam ser contemplados.

O *riser* 76 pode ser um *riser* tipo compartimento ou fino, com uma pressão nominal de 5000 psi ou maior, embora outros tipos de *risers* possam ser contemplados. A pressão nominal do sistema poderá corresponder à do *riser* 76, embora a pressão nominal da primeira linha de vazão 90 e da segunda linha de vazão 92 também deva ser considerada se forem menores à do *riser* 76. O uso de BOPs de superfície e de *risers* finos, tais como aqueles de compartimentos de 16 polegadas (40,6 cm),

permite que plataformas mais antigas perfurem em águas mais profundas que seus

projetos originais as destinavam, porque o peso total para boiar é menor, e a plataforma tem espaço de deque para profundidades maiores com o sistema de *riser* fino do que teria disponível se tivesse carregando um *riser* típico, com diâmetro de 21 ¼ polegadas (54 cm), com uma pressão nominal de 500 psi. O primeiro acumulador 94, o segundo acumulador 112, a primeira fonte de gás 104, a segunda fonte de gás 106, o primeiro regulador de pressão 102 e/ou o segundo regulador de pressão 108 podem ser posicionados no ou sobre o soalho da plataforma, tal como por sobre a viga 60.

Método do acumulador

Ao realizar a perfuração utilizando a configuração exposta na FIG. 1, tal como aquela para a variação CBHP da Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD), a primeira válvula 26 permanece fechada. O acumulador de gás 34 contém um gás compressível, tal como nitrogênio ou ar, a uma pressão predeterminada, tal como a BHP desejada. Outros gases e outras pressões podem ser contemplados. A primeira válvula 26 pode ter sido previamente aberta e depois fechada para permitir que uma quantidade predeterminada de fluido de perfuração, tal como a quantidade que se prevê que a coluna de perfuração deslocará, entre na primeira linha de vazão 30. A quantidade de líquido que entrar na linha 30 pode ser 2 barris ou menos. Entretanto, outras quantidades podem ser contempladas. O líquido que entrar na primeira linha de vazão 30 criará uma interface de líquido e gás, preferencialmente na primeira linha de vazão 30, na parte vertical à direita da catenária da linha de vazão, tal como na posição de interface 5, na primeira linha de vazão 30. Outros métodos para criar uma posição de interface 5 podem ser contemplados.

Quando uma conexão à coluna de perfuração DS precisar ser realizada, ou durante uma retirada ou recolocação, as bombas de lama da plataforma serão desligadas e

a primeira válvula 26 poderá ser aberta. A rotação da coluna de perfuração DS é interrompida e a coluna de perfuração DS é levantada do fundo e suspensa a partir da plataforma, tal como com peças corrediças. Uma coluna de perfuração ou tubulação DS como a da FIG. 1 é levantada, para que a broca DB fique destacada do poço W e do fundo, tal como ocorre quando conexões tubulares são realizadas. Se a plataforma flutuante tiver um dispositivo de compensação de oscilação da coluna de perfuração, ela não estará operando já que a broca DB estará levantada do fundo. Caso contrário, será desligada. À medida que a plataforma subir e descer, enquanto a conexão da coluna de perfuração estiver sendo realizada, a junta telescópica 6 se movimentará e a tubulação da coluna de perfuração se deslocará em harmonia com a plataforma. Quando a tubulação se mover para baixo, o volume de fluido de perfuração deslocado pelo movimento de descida passará pela primeira válvula 26 até a primeira linha de vazão 30, deslocando a interface de líquido e gás até o acumulador de gás 34. Entretanto, a interface pode se deslocar até o acumulador 34. Em qualquer cenário, o volume de líquido deslocado pelo movimento da coluna de perfuração DS poderá ser acomodado. Quando a tubulação se mover para cima, a pressão do gás e a sucção ou redução de pressão, criada pela tubulação no *riser* 16, fará com que a interface de líquido e gás se desloque ao longo da primeira linha de vazão 30, até o *riser* 16, substituindo o volume de fluido de perfuração deslocado pela tubulação. Uma quantidade substancialmente igual de volume previamente removido do ânulo é deslocado de volta ao ânulo. A compressibilidade do gás poderá amortecer de forma significativa as flutuações durante as conexões. Para um compartimento de 6 5/8 polegadas (16,8 cm) e 30 pés (9,1 m) de oscilação, aproximadamente 150 pés cúbicos de volume de gás poderão ser necessários no acumulador 34 e na primeira linha de

vazão 30, embora outras quantidades possam ser contempladas.

O regulador de pressão 40 pode ser usado em combinação com a fonte de gás 42 para garantir que uma pressão predeterminada de gás seja mantida na primeira linha de vazão 30 e/ou no acumulador de gás 34. O regulador de pressão 40 pode ser monitorado ou operado com um CLP 38. Entretanto, o regulador de pressão 40 pode ser operado manualmente, de forma semiautomática ou automática. Uma válvula que pode regular a pressão poderá ser usada em vez de um regulador de pressão. Se o regulador de pressão 40 ou a válvula for controlado por CLP, poderá ser controlado por um sistema de coletor de estrangulamento, e poderá ser ajustado para apresentar a mesma contrapressão de superfície do coletor de estrangulamento, quando as bombas de lama da plataforma estiverem desligadas. A contrapressão do coletor de estrangulamento e a pressão correspondente a gás do acumulador são valores diferentes para cada ocasião da broca fora do fundo, determinados pela pressão de atrito anular circulante enquanto a última posição foi perfurada. Esses valores podem ser ajustados ou constantes.

Embora a válvula de ventilação do acumulador 36 normalmente permaneça fechada, ela poderá ser aberta para aliviar a pressão indesejável de acordo com o sensoramento de pressão do acumulador 34. Quando a conexão da coluna de perfuração estiver concluída, a primeira válvula 26 será remotamente ativada para uma posição de aberta e a perfuração ou rotação da tubulação poderá recomeçar. Se um sistema redundante for conectado a uma segunda linha de vazão 32, conforme descrição acima, ele poderá ser usado em vez do sistema conectado à primeira linha de vazão 30, tal como mantendo a primeira válvula 26 fechada e abrindo a segunda válvula 28, quando as conexões da coluna de perfuração forem necessárias. A segunda válvula 28 poderá permanecer aberta para a perfuração.

Um sistema redundante também poderá ser usado em combinação com a primeira linha de vazão 30, como discutido acima.

Ao realizar a perfuração usando a configuração exposta na FIG. 2, em perfurações convencionais, a vedação BOP anular 66 será aberta durante a perfuração (diferentemente da FIG. 2), e a primeira válvula 86 e a segunda válvula 88 serão fechadas. Para circular o *kick* para fora, a vedação BOP anular 66 poderá ser vedada na coluna de perfuração ou na tubulação DS, conforme a FIG. 2. As vedações nos BOPs cilíndricos (70, 74) permanecem abertas. As bombas de lama da plataforma devem ser desligadas. Se a plataforma flutuante tiver um dispositivo de compensação de oscilação da coluna de perfuração, ela não estará operando já que a broca estará levantada do fundo. Caso contrário, será desligada. Se flutuações de pressão induzidas pela oscilação forem previstas enquanto a vedação 66 estiver vedada, a primeira válvula 86 poderá ser aberta. A operação do sistema é a mesma que aquela descrita na FIG. 1. Se um sistema redundante for ligado à segunda linha de vazão 92, conforme mostra a FIG. 2, então ele poderá ser operado em vez do sistema ligado à primeira linha de vazão 90, mantendo a primeira válvula 86 fechada e abrindo a segunda válvula 88 quando a vedação BOP anular 66 estiver fechada na coluna de perfuração DS. De forma alternativa, um sistema redundante poderá ser usado em combinação com a primeira linha de vazão 30.

Em todas as configurações mostradas em todas as Figuras e/ou discutidas, os sistemas e os métodos poderão ser usados quando da retirada ou recolocação da coluna de perfuração do poço. Durante retiradas ou recolocações, a broca DB será levantada do fundo e poderão ser aplicados os mesmos métodos que aqueles descritos para quando a broca DB estiver levantada do fundo para uma conexão na coluna de perfuração. Os sistemas e métodos oferecem a vantagem de permitir a

otimização e/ou maximização da velocidade de retirada ou recolocação, e, de fato, cancelam as flutuações de pressão normalmente causadas pela oscilação da coluna de perfuração ou outra tubulação. A coluna de perfuração ou outra tubulação poderá se mover em relação ao *riser* a uma velocidade predeterminada, e quaisquer das configurações mostradas em quaisquer das Figuras poderão ser posicionadas junto ao *riser* e operadas para eliminar as flutuações de pressão induzidas pela oscilação no “vazo de pressão”, para que uma pressão substancialmente constante possa ser mantida no ânulo, entre a tubulação e o *riser*, enquanto uma velocidade predeterminada da tubulação é mantida. Caso contrário, a adoção de uma velocidade mais baixa ou variável de retirada ou recolocação poderá ser necessária. Em relação a todas as configurações mostradas por todas as Figuras e/ou suas respectivas discussões, contempla-se que os sensores de pressão (25, 83, 139, 211, 259) e respectivo CLP (38, 100, 155, 219, 248) podem ser usados para monitorar as pressões, as flutuações de pressão induzidas por oscilação, e suas taxas de mudança, dentre outras medições. A oscilação real também poderá ser monitorada, por meio de tensores de *riser* (20, 22) mostrados nas FIGS. 1 e 6, bem como o movimento de juntas corrediças, como as juntas corrediças (6, 62, 124, 204, 280, 302) e/ou com GPS. A oscilação real poderá ser correlacionada às pressões medidas. Por exemplo, na FIG. 1, o sensor 25 pode medir a pressão em um primeiro conector em T 23, e as informações podem ser transmitidas por sinal e monitoradas e processadas por um CLP. Mais sensores podem ser posicionados junto aos tensores do *riser* e/ou nas juntas corrediças e telescópicas para medir o movimento real de oscilação. As informações também podem ser transmitidas por sinal e monitoradas e processadas por um CLP. As informações podem ser usadas para remotamente abrir e fechar a primeira válvula 26, como a da FIG. 1, através de

um sinal transmitido de um CLP 38 até uma primeira válvula 26. Além disso, todas as informações podem ser usadas para construir e/ou atualizar um modelo de software computacional do sistema, sendo que esse modelo poderá ser usado para controlar o sistema de compensação de oscilação e/ou iniciar um controle por previsão, controlando quando as válvulas, como a primeira válvula 26 na FIG. 1, os reguladores de pressão e as bombas, tais como a bomba de lama 156, com o regulador de pressão da FIG. 3, ou outros dispositivos, estiverem ativados ou desativados. O sensoramento da broca DB levantada do fundo pode fazer com que o CLP (38, 100, 155, 219, 248) abra a válvula HCR, tal como a primeira válvula 26 na FIG. 1. A coluna de perfuração pode ser suspensa por cunhas. Um sistema integrado de segurança, disponível pela Weatherford International, Inc., de Houston, no Texas, pode ser usado para evitar a abertura ou o fechamento inesperado das cunhas.

Sistema de bomba e alívio

Na FIG. 3, uma série de cabos tensores do *riser* 136 é ligada a uma extremidade, junto à viga 120 da plataforma flutuante, e, na outra extremidade, junto ao anel tensor do *riser* 134. A viga 120 pode ser uma viga de mesa rotacional, mas outros suportes estruturais da plataforma podem ser contemplados. O anel tensor do *riser* 134 fica posicionado junto ao *riser* 132, abaixo da junta telescópica 124, mas acima do RCD 126 e dos conectores em T (138, 140). O anel tensor 134 pode ser disposto junto ao *riser* 132 em outros locais, tal como mostra a FIG. 4. Voltando à FIG. 3, um desviador 122 é ligado acima da junta telescópica 124 e abaixo da viga da plataforma 120. O RCD 126 é disposto no compartimento do RCD 128, sobre um BOP anular 130. O BOP anular 130 é opcional.

O compartimento do RCD 128 pode ser um compartimento tal como a base que

consta na Publicação número US 2008/0210471, posicionado acima da superfície da água, para engate ao RCD. Entretanto, outros compartimentos são contemplados, tal como os compartimentos de RCD dispostos no *riser* marinho proposto nas Patentes dos EUA de números 6,470,975; 7,159,669 e 7,258,171. O RCD 126 pode
5 permitir uma Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD), inclusive a variação CBHP da MPD. Um BOP submarino 170 é posicionado na cabeça do poço no fundo do mar. O BOP submarino 170 pode ser um BOP cilíndrico e/ou BOP anular. Embora o BOP submarino 170 somente seja mostrado na FIG. 3, ele poderá ser usado com todas as configurações mostradas em todas as Figuras. Uma coluna de perfuração
10 ou tubulação DS é disposta no *riser* 132 e levantada, para que a broca DB fique destacada do poço W, tal como ocorre quando conexões tubulares são realizadas.

O primeiro conector em T 138 se estende a partir da lateral direita do *riser* 132, e a primeira válvula 142 é conectada por fluido junto ao primeiro conector em T 138 e conectada, por meio de fluido, à primeira linha de vazão flexível 146. A primeira
15 válvula 142 pode ser acionável remotamente. A primeira válvula 142 pode estar conectada por fiação ao CLP 155. O sensor 139 pode ficar posicionado dentro do primeiro conector em T 138, como mostra a FIG. 3, ou junto da primeira válvula 142. O sensor 139 pode estar conectado por fiação ao CLP 155. O sensor 139 pode medir a pressão, embora outras medições também possam ser contempladas, tais
20 como a temperatura e a vazão. O sensor 139 poderá transmitir um sinal ao CLP 155, através de uma conexão por fiação ou sem fio, para acionar de forma remota a válvula 142, para abrir ou fechar a referida válvula. Sensores adicionais podem ser contemplados, tal como o sensor posicionado junto ao segundo conector em T 140 ou a segunda válvula 144. A primeira linha de fluido 146 pode estar em
25 comunicação por fluido por meio de uma junta em cruz quádrupla de lama 158, com

uma bomba de lama 156 e com um regulador de pressão, um dispositivo de compensação de pressão 154 e um primeiro tanque de manobra ou recipiente de fluido 150, através de uma válvula de alívio de pressão 160. Outras configurações podem ser contempladas. Um regulador de pressão independente da bomba de lama 156 também poderá ser usado. O primeiro tanque de manobra 150 pode ser um tanque de manobra dedicado ou um tanque de manobra existente na plataforma, utilizado para vários propósitos. O regulador de pressão pode ser ajustado a uma pressão inicial predeterminada para acionamento da bomba de lama 156.

O dispositivo de compensação de pressão 154 pode ser um estrangulador ajustável que pode ser ajustado a uma segunda pressão predeterminada para permitir a passagem de fluido. A válvula de alívio de pressão 160 pode estar em conexão por fiação com o CLP 155. Entretanto, ela também pode ser operada manualmente, de forma semiautomática ou automática. A bomba de lama 156 pode estar em comunicação por fluido com a fonte de fluido através da linha da bomba de lama 180. A válvula do tanque 152 pode estar conectada por fluido à linha do tanque 184, e a válvula do *riser* 162 pode estar conectada por fluido à linha do *riser* 164. A linha do *riser* 164 e a linha do tanque 184 fornecerão uma redundância, sendo que somente uma linha (164, 184) será preferencialmente usada, como se tornará aparente ao longo da discussão do método abaixo. A primeira válvula 142 pode ser uma válvula HCR, embora outros tipos de válvulas possam ser contemplados. A bomba de lama 156, a válvula do tanque 152 e/ou a válvula do *riser* 162 podem estar em conexão por fiação ao CLP 155.

O segundo conector em T 140 se estende a partir do lado esquerdo do *riser* 132, e a segunda válvula 144 está conectada por fluido com o segundo conector em T 140, e conectada por fluido à segunda linha de vazão flexível 148, que está conectada por

fluido ao segundo tanque de manobra 181, tal como um tanque de manobra dedicado ou um tanque de manobra existente na plataforma e usado para vários fins. Só haverá o primeiro tanque de manobra 150, sendo que a segunda linha de vazão 148 pode estar conectada ao primeiro tanque de manobra 150. Em vez de um segundo tanque de manobra 181, haverá um estrangulador de perfuração MPD conectado à segunda linha de vazão 148. O estrangulador de perfuração MPD pode ser um coletor de estrangulamento dedicado manual, semiautomático ou automático. Tal estrangulador de perfuração MPD pode ser disponibilizado pela Secure Drilling International, L.P., de Houston, no Texas, atualmente de propriedade da Weatherford International Inc.

A segunda válvula 144 pode ser acionável remotamente. A segunda válvula 144 pode ser uma válvula de alívio de sobrepressão ajustável ou um dispositivo de ruptura que se rompa a uma pressão predeterminada para permitir a passagem de fluido, tal como uma pressão predeterminada inferior ao máximo permitido em termos da capacidade da pressão do *riser* 132. Para fins de redundância, uma configuração espelhada idêntica àquela mostrada no lado direito do *riser* 132 também poderá ser usada no lado esquerdo do *riser* 132, tal como uma segunda linha de fluido 148 em comunicação por fluido por uma segunda junta em cruz quádrupla, com uma segunda bomba de lama, um segundo dispositivo de compensação de pressão e um segundo tanque de manobra, através de uma segunda válvula de alívio de pressão. A bomba de lama 156, o dispositivo de compensação de pressão 154, a válvula de alívio de pressão 160, o primeiro tanque de manobra 150 e/ou segundo tanque de manobra 180 podem ser posicionados no soalho da plataforma ou sobre o mesmo, tal como por sobre a viga 120.

Método de bombeamento e alívio

Ao realizar a perfuração utilizando a configuração exposta na FIG. 3, tal como aquela para a variação CBHP da Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD), a primeira válvula 142 permanece fechada. Quando uma conexão à coluna de perfuração ou tubulação DS precisar ser realizada, as bombas de lama da plataforma serão desligadas e a primeira válvula 142 poderá ser aberta. Se um sistema redundante (não exposto na FIG. 3), no lado esquerdo do *riser* 132, for usado, então a segunda válvula 144 será aberta e a primeira válvula 142 será mantida fechada. A rotação da coluna de perfuração DS é interrompida e a coluna de perfuração é levantada do fundo e suspensa a partir da plataforma, tal como com peças corrediças ou cunhas. Uma coluna de perfuração ou tubulação DS como a da FIG. 3 é levantada, para que a broca DB fique destacada do poço W e do fundo, tal como ocorre quando conexões tubulares são realizadas. À medida que a plataforma subir e descer, enquanto a conexão da coluna de perfuração estiver sendo realizada, a junta telescópica 124 se movimentará e a tubulação da coluna de perfuração se deslocará em harmonia com a plataforma. Se a plataforma flutuante tiver um dispositivo de compensação de oscilação da coluna de perfuração, ela não estará operando já que a broca estará levantada do fundo. Caso contrário, será desligada.

Usando o sistema mostrado à direita do *riser* 132, quando a coluna de perfuração ou tubulação se mover para baixo, o volume de fluido de perfuração deslocado pelo movimento de descida passará pela primeira válvula 142 aberta, até a primeira linha de vazão 146, que contém o mesmo tipo de fluido de perfuração ou água como a do *riser* 132. A primeira válvula de alívio de pressão 160 pode ser pré-ajustada para se abrir a uma pressão predeterminada, tal como a mesma do coletor de estrangulamento, durante essa conexão, embora outros ajustes possam ser

contemplados. A uma pressão predeterminada, a primeira válvula de alívio de pressão 160 permitirá que um volume de fluido se desloque por ela até que a pressão do líquido seja inferior à pressão predeterminada. O movimento de descida da tubulação levará o fluido até a primeira linha de vazão 146, passando pela primeira válvula de alívio de pressão 160.

Se a linha do tanque 184 e a linha do *riser* 164 estiverem presentes, como mostra a FIG. 3, então a válvula do tanque 152 se abrirá e a válvula do *riser* 162 se fechará, ou a válvula do *riser* 162 estará aberta e a válvula do tanque 152 estará fechada. Se a válvula do tanque 152 estiver aberta, o fluido da linha 146 passará pelo primeiro tanque de manobra 150. Se a válvula do *riser* 162 for aberta, então o fluido da linha 146 passará pelo *riser* 132 acima do RCD vedado 126. Como podemos entender agora, a linha do *riser* 164 e a linha do tanque 184 são linhas alternativas e redundantes, sendo que apenas uma linha (164, 184) será preferencialmente usada a cada vez, embora “ ambas as linhas sejam usadas (164, 184) simultaneamente. Como também pode ser entendido agora, o primeiro tanque de manobra 150 e o *riser* 132 acima do RCD vedado 126 agem como recipientes de fluido.

Quando a coluna de perfuração ou tubulação DS se mover para cima, a bomba de lama 156, com o regulador de pressão, será acionada e deslocará o fluido pela primeira linha de fluido 146, até o *riser* 132 abaixo do RCD vedado 126. O regulador de pressão com a bomba de lama 156 e/ou o dispositivo de compensação de pressão 154 poderá ser pré-ajustado a qualquer pressão-alvo de contrapressão de superfície do coletor de fechamento, durante a conexão tubular, embora outros ajustes possam ser contemplados. A bomba de lama 156 poderá estar, de forma alternativa, em comunicação com a linha de vazão que atende ao coletor de estrangulamento, em vez de ser uma linha de vazão dedicada, tal como a primeira

linha de vazão 146. A bomba de lama 156 pode ser, de forma alternativa, a bomba de *kill* de lama da plataforma ou uma bomba de lama auxiliar dedicada, tal como podemos ver na FIG. 3.

A bomba de lama 156 pode ser uma bomba de lama auxiliar, tal como proposta nos sistemas de bombeamento auxiliar expostos na Figura 1 das Patentes dos EUA de números 6,352,129 e Figuras 2 e 2a da Patente dos EUA de número 6,904,981 e Figura 5 de número 7,044,237, sendo que todas essas patentes são por meio desta incorporadas por referência, em sua integridade, para todos os devidos fins. A bomba de lama 156 pode ser usada em combinação com os sistemas de bombeamento auxiliar propostos nas patentes '129, '981 e '237. A bomba de lama 156 pode receber fluido, através da linha de bomba de lama 180, de uma fonte de fluido, tal como de um primeiro tanque de manobra 150, da fonte de fluido de perfuração da plataforma ou de uma fonte dedicada de lama. Quando a conexão da coluna de perfuração estiver concluída, a primeira válvula 142 será fechada e a perfuração ou rotação da tubulação poderá recomeçar.

Deve ficar entendido que, ao realizar perfurações convencionais, a configuração exposta na FIG. 3 pode ser posicionada junto à configuração do *riser* exibida na FIG. 2. A vedação BOP anular 66 pode ser vedada na coluna de perfuração ou tubulação DS, para circular um *kick* para fora. Se flutuações de pressão induzidas pela oscilação forem previstas enquanto a vedação 66 estiver vedada, a primeira válvula 142 da FIG. 3 poderá ser aberta. A operação do sistema é a mesma que aquela descrita na FIG. 3. Se um sistema redundante for ligado à segunda linha de vazão 148 (não exposto na FIG. 3), então ele poderá ser operado em vez do sistema ligado à primeira linha de vazão 146, mantendo a primeira válvula 142 fechada e abrindo a segunda válvula 144.

Sistema de pistão de junta corrediça

Na FIG. 4, uma série de cabos tensores do *riser* 215 é ligada a uma extremidade, junto à viga 200 da plataforma flutuante, e, na outra extremidade, junto ao anel tensor do *riser* 213. A viga 200 pode ser uma viga de mesa rotacional, mas outros suportes estruturais da plataforma podem ser contemplados. O anel tensor 213 pode ser posicionado junto ao *riser* 216. O anel tensor 213 pode ser disposto junto ao *riser* 216 em outros locais, tal como mostra a FIG. 3. Voltando à FIG. 4, um desviador marinho 202 é disposto acima da junta telescópica 204 e abaixo da viga da plataforma 200. O RCD 206 é disposto no compartimento do RCD 208 acima do BOP anular 210. O BOP anular 210 é opcional. Também pode haver um BOP cilíndrico de superfície e um BOP anular submarino e/ou um BOP submarino cilíndrico.

O compartimento de RCD 208 pode ser um compartimento como o compartimento de base proposto na Publicação de número US 2008/0210471. Entretanto, outros compartimentos podem ser contemplados, tal como os compartimentos de RCD dispostos no *riser* marinho proposto nas Patentes dos EUA de números 6,470,975; 7,159,669 e 7,258,171. O RCD 206 pode permitir uma Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD), inclusive a variação CBHP da MPD. O primeiro conector em T 232 e o segundo conector em T 234, com válvulas e linhas de vazão conectadas por fluido, são expostos e se estendem para fora a partir do *riser* 216. Entretanto, eles são opcionais nesta configuração. Uma coluna de perfuração DS é disposta no *riser* 216 junto a uma broca DB, destacada do poço W, tal como ocorre quando conexões tubulares são realizadas.

A linha de vazão 214, com a primeira válvula 212, pode ser conectada por fluido ao compartimento de RCD 208. A linha de vazão 214, com a primeira válvula 212,

pode ser alternativamente conectada por fluido abaixo do compartimento de RCD 208, com o *riser* 216 ou seus componentes. A linha de vazão 214 pode ser flexível, rígida ou uma combinação de flexibilidade e rigidez. A primeira válvula 212 pode ser acionada remotamente, podendo estar em conexão por fiação com um CLP 219. O sensor 211 pode ser posicionado dentro da linha de vazão 214, como mostra a FIG. 4, ou junto da primeira válvula 212. O sensor 211 pode estar conectado por fiação ao CLP 219. O sensor 211, mediante o sensoriamento de uma pressão ou faixa de pressão predeterminada, poderá transmitir um sinal ao CLP 219, através de uma conexão por fiação ou sem fio, para acionar de forma remota a válvula 212, para abrir ou fechar a referida válvula. O sensor 211 pode medir a pressão, embora outras medições também possam ser contempladas, tais como a temperatura e a vazão. Outros sensores podem ser contemplados. Um recipiente de fluido 217 vedado de forma deslizante, com um pistão de recipiente de fluido 224, pode estar em comunicação por fluido com a linha de vazão 214. Uma extremidade da haste do pistão 218 pode ser ligada à viga da plataforma 200. A haste do pistão 218 pode ser alternativamente ligada a outros locais da plataforma flutuante, ou junto ao cilindro móvel ou interno da junta telescópica 204, que, por sua vez, será ligada à plataforma flutuante. A haste do pistão 218 pode ter um diâmetro externo de 3 polegadas (7,6 cm), mas outros tamanhos podem ser contemplados.

O recipiente de fluido 217 pode ter um diâmetro externo de 10 polegadas (25,4 cm), mas outros tamanhos podem ser contemplados. A pressão nominal do recipiente de fluido 217 pode ser um múltiplo da contrapressão de superfície máxima durante as conexões, tal como 3000 psi, embora outras pressões nominais possam ser contempladas. A capacidade de volume do recipiente de fluido 217 pode ser aproximadamente duas vezes o volume anular deslocado resultante da coluna de

perfuração ou tubulação DS com a oscilação ondular máxima, como, por exemplo, 2,6 barris (1,3 barril x 2), pressupondo 6 5/8 polegadas (16,8 cm) de diâmetro de coluna de perfuração e 30 pés (9,1 m) de oscilação (do pico ao vale e de volta ao pico). A altura do recipiente de fluido 217 e o comprimento da haste do pistão 218, no recipiente de fluido 217, deverão ser maiores que a distância máxima de oscilação, para garantir que o pistão permanecerá no recipiente de fluido 217. A altura do recipiente de fluido 217 pode ter aproximadamente a mesma altura do cilindro externo da junta corrediça 204. A haste do pistão pode ter seções de 10 pés (3 m), com rosca, para lidar com uma série de oscilações ondulares. O recipiente de fluido e o pistão poderiam ser fabricados pela The Sheffer Corporation, de Cincinnati, Ohio.

Um dispositivo de cisalhamento tal como um pino de cisalhamento 220 pode ser colocado junto à haste do pistão 218, em sua ligação à viga da plataforma 200, para permitir um local predeterminado e forçar o corte da haste do pistão 218 da plataforma. Outros métodos e sistemas de cisalhamento podem ser contemplados. A haste do pistão 218 pode se estender pela abertura vedada da tampa do recipiente de fluido 236. Um ajuste de volume 222 pode ser colocado junto ao pistão 224 para compensar por diferentes áreas anulares, inclusive tamanhos de tubulações inseridas no *riser* 216 ou diferentes tamanhos de *risers* e, assim, volumes diferentes de fluidos deslocados. O ajuste de volume 222 pode ser fixado ou de outra maneira posicionado junto à haste do pistão 218 acima do pistão 224. A coluna de perfuração ou tubulação DS está levantada, com a broca destacada do poço, tal como ocorre quando conexões tubulares são realizadas.

Como uma alternativa ao uso do ajuste de volume 222 para diferentes tamanhos de tubulações, as hastes do pistão com diferentes diâmetros podem ser usadas para

compensar as diferentes áreas anulares, inclusive os tamanhos de tubulações inseridas através do *riser* 216 e outros *risers*. Como outra alternativa, diferentes recipientes de fluido 217, com diferentes volumes, tal como com a mesma altura mas diferentes diâmetros, podem ser usados para compensar as tubulações com diferentes diâmetros. Um diâmetro de tubulação menor poderia corresponder a um diâmetro de recipiente de fluido menor.

O primeiro conduíte 226, como uma bobina com flange aberto, fornece uma comunicação por fluido entre o recipiente de fluido 217 e o *riser* 216 acima do RCD vedado 206. O segundo conduíte 228 fornece uma comunicação por fluido entre o recipiente de fluido 217 e o *riser* 216 acima do RCD vedado 206 e pela segunda válvula 229. A segunda válvula 229 pode ser acionada remotamente, podendo estar em conexão por fiação com um CLP 219. Um fluido, tal como um fluido de perfuração, água do mar ou simplesmente água, pode estar no recipiente de fluido 217, acima e abaixo do pistão 224. O fluido pode estar no *riser* 216, no nível do fluido, tal como o nível de fluido 230, para garantir que haja fluido no recipiente de fluido 217, independentemente da posição do pistão 224. O primeiro conduíte 226 e o segundo conduíte 228 podem ter 10 polegadas (25,4 cm) de diâmetro, embora outros diâmetros possam ser contemplados. A primeira válvula 212 e/ou a segunda válvula 229 podem ser válvulas HCR, embora outros tipos de válvulas possam ser contemplados. Embora não possamos ver, um sistema redundante pode ser ligado ao lado esquerdo do *riser* 216, de maneira semelhante ao sistema mostrado no lado direito do *riser* 216 ou semelhante a qualquer configuração exposta em quaisquer das Figuras. Como uma configuração alternativa à da FIG. 4, o recipiente de fluido 217 pode ser posicionado sobre o soalho da plataforma ou acima dele, tal como por sobre a viga da plataforma 200. A haste do pistão 218 se estenderia para cima, a

partir da plataforma, em vez de para baixo, como mostra a FIG. 4, sendo que a linha de vazão 214 e o primeiro e o segundo conduítes (226, 228) deveriam ser mais compridos e preferencialmente flexíveis.

Na FIG. 5, cabos tensores do *riser* 274 são ligados a uma extremidade, junto à viga 240 da plataforma flutuante, e, na outra extremidade, junto aos suportes tensores do *riser* 276. Os suportes tensores do *riser* 276 podem ser posicionados junto ao *riser* 268. Os suportes tensores do *riser* 276 podem ser dispostos junto ao *riser* 268 em outros locais. Os suportes tensores do *riser* 276 podem ser colocados junto a um anel tensor do *riser*, tal como o anel tensor 213 que vemos na FIG. 4. Voltando à FIG. 5, um RCD 266 é fixado com um grampo 270 junto a um compartimento de RCD 272, disposto acima da junta telescópica 280 e abaixo da viga da plataforma 240. Um compartimento de RCD 272 pode ser um compartimento tal como proposto na Figura 3 da Patente dos EUA de número 6,913,092. Conforme a discussão da patente '092, a junta telescópica 280 pode ser travada ou destravada, como desejado, quando usada com um sistema de RCD da FIG. 5. Entretanto, outros compartimentos de RCD podem ser contemplados. O RCD 266 pode permitir uma Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD), inclusive a variação CBHP da MPD. A coluna de perfuração DS é disposta no *riser* 268. Quando destravada, a junta telescópica 280 pode alongar ou encurtar o *riser* 268, estendendo-se ou retraíndo-se, respectivamente.

A linha de vazão 256, com a primeira válvula 258, pode ser conectada por fluido ao compartimento de RCD 272. A linha de vazão 256, com a primeira válvula 258, pode ser alternativamente conectada por fluido abaixo do compartimento de RCD 272, com o *riser* 268 ou seus componentes. A linha de vazão 256 pode ser flexível, rígida ou uma combinação de flexibilidade e rigidez. A primeira válvula 258 pode ser

acionada remotamente, podendo estar em conexão por fiação com um CLP 248. O sensor 259 pode ser posicionado dentro da linha de vazão 256, como mostra a FIG. 5, ou junto da primeira válvula 258. O sensor 259 pode estar conectado por fiação ao CLP 248. O sensor 259, mediante o sensoriamento de uma pressão ou faixa de pressão predeterminada, poderá transmitir um sinal ao CLP 248, através de uma conexão por fiação ou sem fio, para acionar de forma remota a válvula 258, para abrir ou fechar a referida válvula. O sensor 259 pode medir a pressão, embora outras medições também possam ser contempladas, tais como a temperatura e a vazão. Outros sensores podem ser contemplados. Um recipiente de fluido 282 vedado de forma deslizante, com um pistão de recipiente de fluido 284, pode estar em comunicação por fluido com a linha de vazão 256. Uma extremidade da haste do pistão 244 pode ser ligada à viga da plataforma 240. A haste do pistão 244 pode ser alternativamente ligada a outros locais da plataforma flutuante, ou junto ao cilindro móvel ou interno da junta telescópica 280, que, por sua vez, será ligada à plataforma flutuante. A haste do pistão 244 pode ter um diâmetro externo de 3 polegadas (7,6 cm), mas outros tamanhos podem ser contemplados.

O recipiente de fluido 282 pode ter um diâmetro externo de 10 polegadas (25,4 cm), mas outros tamanhos podem ser contemplados. A pressão nominal do recipiente de fluido 282 pode ser um múltiplo da contrapressão de superfície máxima durante as conexões, tal como 3000 psi, embora outras pressões nominais possam ser contempladas. A capacidade de volume do recipiente de fluido 282 pode ser aproximadamente duas vezes o volume anular deslocado resultante da coluna de perfuração ou tubulação DS com a oscilação ondular máxima, como, por exemplo, 2,6 barris (1,3 barril x 2), pressupondo 6 5/8 polegadas (16,8 cm) de diâmetro de coluna de perfuração e 30 pés (9,1 m) de oscilação (do pico ao vale e de volta ao

pico). A altura do recipiente de fluido 282 e o comprimento da haste do pistão 244, no recipiente de fluido 282, deverão ser maiores que a distância máxima de oscilação, para garantir que o pistão permaneça no recipiente de fluido 282. A altura do recipiente de fluido 282 pode ter aproximadamente a mesma altura do cilindro externo da junta corrediça 280. A haste do pistão pode ter seções de 10 pés (3 m), com rosca, para lidar com uma série de oscilações ondulares. O recipiente de fluido e o pistão poderiam ser fabricados pela The Sheffer Corporation, de Cincinnati, Ohio.

Um dispositivo de cisalhamento, tal como um pino de cisalhamento 242, pode ser colocado junto à haste do pistão 244, em sua ligação à viga da plataforma 240, para permitir um local predeterminado e forçar o corte da haste do pistão 244 da plataforma. Outros métodos e sistemas de cisalhamento podem ser contemplados. A haste do pistão 244 pode se estender pela abertura vedada da tampa do recipiente de fluido 288. Um ajuste de volume 286 pode ser colocado junto ao pistão 244 para compensar por diferentes áreas anulares, inclusive tamanhos de tubulações inseridas no *riser* 268 ou diferentes tamanhos de *risers* e, assim, volumes diferentes de fluidos deslocados.

O ajuste de volume 286 pode ser fixado ou de outra maneira posicionado junto à haste do pistão 244 acima do pistão 284. Como uma alternativa ao uso do ajuste de volume 286 para diferentes tamanhos de tubulações, as hastes do pistão, com diferentes diâmetros, podem ser usadas para compensar as diferentes áreas anulares, inclusive os tamanhos de tubulações inseridas através do *riser* 268 e outros *risers*. Como outra alternativa, diferentes recipientes de fluido 282, com diferentes volumes, tal como com a mesma altura mas diferentes diâmetros, podem ser usados para compensar as tubulações com diferentes diâmetros. Um diâmetro

de tubulação menor poderia corresponder a um diâmetro de recipiente de fluido menor.

O condutite do recipiente de fluido 252 está em comunicação por fluido através da segunda válvula 254, entre a parte do recipiente do fluido 282 acima do pistão 284 e

5 a parte do recipiente do fluido 282 abaixo do pistão 284. A segunda válvula 254 pode ser acionada remotamente, podendo estar em conexão por fiação com um CLP 248. Qualquer conexão por fiação a um CLP de qualquer uma das configurações descritas nas Figuras também poderia ser realiza sem fio. O condutite

do tanque de manobra 250 está em comunicação por fluido entre o recipiente de
10 fluido 282 e o tanque de manobra 246. O tanque de manobra 246 pode ser um tanque de manobra dedicado ou um tanque de manobra existente na plataforma, utilizado para vários propósitos. O tanque de manobra 246 pode ser colocado no soalho da plataforma ou sobre o mesmo, tal como por sobre a viga da plataforma 240. O suporte 260, tal como uma bobina com flange cego, pode apoiar o recipiente

15 de fluido 282 a partir do *riser* 268. Outros tipos de ligação podem ser contemplados.

Um fluido, tal como um fluido de perfuração, água do mar ou simplesmente água, pode estar no recipiente de fluido 282, acima e abaixo do pistão 284. O fluido pode estar no *riser* 268, em um nível suficiente de fluido, para garantir que haja fluido no recipiente de fluido 282, independentemente da posição do pistão 284. O fluido
20 também pode estar no tanque de manobra 246, em um nível suficiente para garantir que haja fluido no recipiente de fluido 282, independentemente da posição do pistão 284.

A linha de vazão 256 pode ter 10 polegadas (25,4 cm) de diâmetro, embora outros diâmetros possam ser contemplados. A primeira válvula 258 e/ou a segunda válvula

25 254 podem ser válvulas HCR, embora outros tipos de válvulas possam ser

contemplados. Embora não possamos ver, um sistema redundante pode ser ligado ao lado esquerdo do *riser* 268, de maneira semelhante ao sistema mostrado no lado direito do *riser* 216 ou semelhante a qualquer configuração exposta em quaisquer das Figuras. No lado esquerdo do *riser* 268, a mangueira de vazão 264 está conectada por fluido ao compartimento de RCD 272 através de um conector em T 262. A mangueira de vazão 264 pode estar em comunicação por fluido com o coletor de estrangulamento da plataforma ou outros dispositivos. Como uma configuração alternativa à da FIG. 5, o recipiente de fluido 282 pode ser posicionado sobre o soalho da plataforma ou acima dele, tal como por sobre a viga da plataforma 240. A haste do pistão 244 se estenderia para cima, a partir da plataforma, em vez de para baixo, como mostra a FIG. 5, sendo que a linha de vazão 256 deveria ser mais comprida e preferencialmente flexível.

Como outra alternativa à FIG. 5, um outro sistema de configuração alternativa pode ser idêntico ao sistema de recipiente de fluido 282, pistão 284 e tanque de manobra 246, que podemos ver ao lado direito do *riser* 268, na FIG. 5, exceto que, em vez de haver uma linha de vazão 256, com a primeira válvula 258 em comunicação por fluido entre o compartimento do RCD 272 e o recipiente de fluido 282, como mostra a FIG. 5, pode haver uma linha de vazão flexível, com a primeira válvula em comunicação por fluido entre o recipiente de fluido e o *riser*, abaixo do RCD ou do BOP anular, com uma extremidade da linha de vazão conectada à bobina do BOP, entre dois BOPs cilíndricos, e a outra extremidade ligada à lateral do recipiente de fluido, próximo ao seu topo. A linha de vazão pode ser ligada ao recipiente de fluido no mesmo lado que o condutite do recipiente de fluido, embora outros locais possam ser contemplados. A configuração alternativa funcionaria com qualquer configuração de *riser* mostrada nas Figuras.

O recipiente de fluido alternativo poderia ser fixado junto a alguma parte do *riser* ou seus componentes, usando uma ou mais ligações, por meio de suportes semelhantes ao suporte 260 da FIG. 5. Os tensores do *riser*, tais como os tensores 20 e 22 da FIG. 1, podem ser usados em vez dos cabos tensores 274 da FIG. 5. O recipiente de fluido alternativo, semelhante ao recipiente 282 da FIG. 5, mas com as diferenças referidas acima, pode ser alternativamente ligado ao cilindro externo de um dos tensores. Como outra configuração alternativa, o recipiente de fluido alternativo, com o sistema de pistão, poderia ser usado em perfurações convencionais, tal como as com o *riser* e o BOP anular que mostra a FIG. 2, ligado ao *riser* ou a seus componentes ou ligado ao tensor do *riser*, que pode ser usado em vez de cabos tensores do *riser*.

Método de pistão de junta corrediça

Ao realizar a perfuração utilizando a configuração exposta na FIG. 4, tal como na variação CBHP da Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD), a primeira válvula 212 permanece fechada e a segunda válvula 229 é aberta. Quando a plataforma oscilar, enquanto a broca DB estiver em contato com o fundo e a coluna de perfuração DS estiver girando, durante a perfuração, o pistão 224 deslocará o fluido para dentro e para fora do *riser* 216, acima do RCD 206, através do primeiro conduíte 226 e do segundo conduíte 228. Quando uma conexão à coluna de perfuração ou tubulação DS precisar ser realizada, as bombas de lama da plataforma serão desligadas, a primeira válvula 212 poderá ser aberta e segunda válvula 229 será fechada. A coluna de perfuração ou tubulação DS será levantada do fundo, como mostra a FIG. 4, e suspensa a partir da plataforma, tal como com peças corrediças ou cunhas.

À medida que a plataforma subir e descer, enquanto a conexão da coluna de perfuração ou tubulação estiver sendo realizada, a junta telescópica 204 se

movimentará e a tubulação da coluna de perfuração se deslocará em harmonia com a plataforma. Se a plataforma flutuante tiver um dispositivo de compensação de oscilação da coluna de perfuração, ela não estará operando já que a broca estará levantada do fundo. Caso contrário, será desligada. Quando a coluna de perfuração ou tubulação DS se mover para baixo, o pistão 224, conectado pela haste do pistão 218 à viga da plataforma 200, se deslocará para baixo a uma distância correspondente. O volume de fluido deslocado pelo movimento de descida da coluna de perfuração ou tubulação passará pela primeira válvula 212 aberta, pela linha de vazão 214 até o recipiente de fluido 217. O pistão 224 deslocará uma quantidade correspondente de fluido da parte do recipiente de fluido 217 abaixo do pistão 224, pelo primeiro conduíte 226 e até o *riser* 216.

Quando a coluna de perfuração ou tubulação se mover para cima, o pistão 224, conectado à viga da plataforma 200, se deslocará para cima a uma distância correspondente. O pistão 224 deslocará o fluido acima dele para o recipiente de fluido 217, pela linha de fluido 214, até o *riser* 216, abaixo do RCD 206. A quantidade de fluido deslocada pelo pistão 224 corresponderá, preferencialmente, à quantidade de fluido deslocada pela tubulação. O fluido passará do *riser* 216, acima do RCD 206 ou BOP anular, pelo primeiro conduíte 226, até o recipiente de fluido 217, abaixo do pistão 224. Um componente de ajuste de volume 222 pode ser posicionado junto ao pistão 224, para compensar os diferentes diâmetros das tubulações.

Pode haver um ajuste de volume diferente para cada tamanho de tubulação, tal como para diferentes diâmetros de colunas de perfuração e *risers*. Um membro de cisalhamento, tal como um pino de cisalhamento 220, permite que a haste do pistão 218 seja cortada da viga da plataforma 200, em condições de oscilação extrema, tal

como durante furacões. Quando a conexão da coluna de perfuração ou tubulação for concluída, a primeira válvula 212 poderá ser fechada, a segunda válvula 229 aberta, e a coluna de perfuração DS baixada, para que a broca entre em contato com o fundo, as bombas de lama sejam ligadas e a rotação da tubulação recomeça a perfuração.

Deve ficar entendido que, ao realizar perfurações convencionais, a configuração exposta na FIG. 4 pode ser posicionada junto à configuração do *riser* exibida na FIG.

2. A vedação do BOP anular 66 pode ser vedada na coluna de perfuração ou tubulação DS, para circular um *kick* para fora. Se flutuações de pressão induzidas pela oscilação forem previstas enquanto a vedação 66 estiver vedada, a primeira válvula 212 da FIG. 4 poderá ser aberta e a segunda válvula 229 poderá ser fechada. A operação do sistema é a mesma que aquela descrita na FIG. 4. Outras configurações da FIG. 4 podem ser contempladas, tal como o movimento para baixo de um pistão que desloque o fluido até o ânulo do *riser*, abaixo de um RCD ou BOP anular, e o movimento de subida de um pistão que desloque o fluido para fora do ânulo do *riser*, abaixo de um RCD ou BOP anular. O pistão pode se movimentar no mesmo sentido e com a mesma distância que a tubulação, para deslocar a quantidade necessária de fluido para dentro e para fora do ânulo do *riser*, abaixo do RCD ou do BOP anular.

Ao realizar a perfuração utilizando a configuração exposta na FIG. 5, tal como na variação CBHP da Perfuração de Pressão Gerenciada (MPD) com uma junta telescópica 280 na posição travada, a primeira válvula 258 permanecerá fechada e a segunda válvula 254 será aberta. O movimento de subida e descida da plataforma fará com que o pistão 284 desloque o fluido pelo conduíte de recipiente de fluido 252 e entre o recipiente de fluido 282 e o tanque de manobra 246. Quando uma

conexão à coluna de perfuração ou tubulação precisar ser realizada, as bombas de lama da plataforma serão desligadas, a primeira válvula 258 poderá ser aberta e segunda válvula 254 será fechada. A coluna de perfuração ou tubulação DS será levantada do fundo e suspensa a partir da plataforma, tal como com peças 5 corrediças ou cunhas. Se a plataforma flutuante tiver um dispositivo de compensação de oscilação da coluna de perfuração, ela não estará operando já que a broca estará levantada do fundo. Caso contrário, será desligada.

À medida que a plataforma subir e descer, enquanto a conexão da coluna de perfuração ou tubulação estiver sendo realizada, a junta telescópica 280 se 10 movimentará, se estiver na posição destravada, e a tubulação ou coluna de perfuração DS se deslocará em harmonia com a plataforma. Quando a coluna de perfuração ou tubulação se mover para baixo, o pistão 284, conectado pela haste do pistão 244 à viga da plataforma 240, se deslocará para baixo a uma distância correspondente. O volume de fluido deslocado pelo movimento de descida da 15 coluna de perfuração ou tubulação DS passará pela primeira válvula 258 aberta, pela linha de vazão 256 até o recipiente de fluido 282. O pistão 284 deslocará uma quantidade correspondente de fluido da parte do recipiente de fluido 282, abaixo do pistão 284, pelo conduíte do tanque de manobra 250 e até o tanque de manobra 246.

20 Quando a coluna de perfuração ou tubulação se mover para cima, o pistão 284, conectado à viga da plataforma 240, se deslocará para cima a uma distância correspondente. O pistão 284 deslocará o fluido acima dele para o recipiente de fluido 282, pela linha de vazão 256, até o compartimento de RCD 272 ou *riser* 268, abaixo do RCD 266. A quantidade de fluido deslocada pelo pistão 284 25 corresponderá, preferencialmente, à quantidade de fluido deslocada pela tubulação.

O fluido passará do tanque de manobra 246, pelo conduíte flexível do tanque de manobra 250, até o recipiente de fluido 282, abaixo do pistão 284. Um componente de ajuste de volume 286 pode ser posicionado junto ao pistão 284, para compensar os diferentes diâmetros das tubulações. Pode haver um ajuste de volume diferente para cada tamanho de tubulação, tal como para diferentes diâmetros de colunas de perfuração e *risers*.

Um membro de cisalhamento, tal como um pino de cisalhamento 242, permite que a haste do pistão 244 seja cortada da viga da plataforma 240, em condições de oscilação extrema, tal como durante furacões. Quando a conexão da coluna de perfuração ou tubulação for concluída, a primeira válvula 258 poderá ser fechada, a segunda válvula 254 aberta, e a coluna de perfuração DS baixada, para que a broca DB entre em contato com o fundo, as bombas de lama sejam ligadas e a rotação da tubulação recomece a perfuração.

Deve ficar entendido que, ao realizar perfurações convencionais, a configuração exposta na FIG. 5 pode ser posicionada junto à configuração do *riser* exibida na FIG.

2. A vedação do BOP anular 66 é vedada na coluna de perfuração ou tubulação para circular um *kick* para fora. Se flutuações de pressão induzidas pela oscilação forem previstas enquanto a vedação 66 estiver vedada, a primeira válvula 258 da FIG. 5 poderá ser aberta e a segunda válvula 254 poderá ser fechada. A operação do sistema é a mesma que aquela descrita na FIG. 5. Outras configurações da FIG. 5 podem ser contempladas, tal como o movimento para baixo de um pistão que desloque o fluido até o ânulo do *riser*, abaixo de um RCD ou BOP anular, e o movimento de subida de um pistão que desloque o fluido para fora do ânulo do *riser*, abaixo de um RCD ou BOP anular. O pistão pode se movimentar no mesmo sentido e com a mesma distância que a tubulação, para deslocar a quantidade necessária

de fluido para dentro e para fora do ânulo do *riser*, abaixo do RCD ou do BOP anular.

Como uma configuração alternativa à FIG. 5, descrita acima, com uma linha de vazão com válvula entre o recipiente de fluido e o *riser*, abaixo do RCD ou do BOP anular, e com o recipiente de fluido montado junto ao *riser* ou seus componentes ou ao cilindro externo de um tensor do *riser*, tal como os membros tensores do *riser* (20, 22) da FIG. 1, a primeira válvula poderá ser fechada durante a perfuração, e a segunda válvula deverá ser aberta. O movimento de subida e descida da plataforma fará com que o pistão desloque o fluido pelo conduíte de recipiente de fluido e entre o recipiente de fluido e o tanque de manobra. Quando uma conexão à coluna de perfuração ou tubulação precisar ser realizada, as bombas de lama da plataforma serão desligadas, a primeira válvula será aberta e segunda válvula será fechada. A coluna de perfuração ou tubulação será levantada do fundo e suspensa da plataforma, tal como com peças corrediças ou cunhas. Afora o supracitado, o método é o mesmo descrito acima em relação à FIG. 5.

Como será discutido abaixo, em relação à FIG. 6, quando a junta telescópica 280 da FIG. 5 estiver destravada, podendo se estender e se retrair, a broca poderá estar em contato com o fundo para realizar a perfuração. Qualquer uma das configurações que mostram as FIGS. de 1 a 5 pode ser usada para compensar as mudanças na pressão anular que, de outra maneira, ocorreriam abaixo do RCD 266, devido ao alongamento ou encurtamento do *riser* 268.

Sistema durante a perfuração

A FIG. 6 é semelhante à FIG. 1, exceto que na FIG. 6 a junta telescópica ou junta corrediça 302 está localizada abaixo do RCD 10 e do BOP anular 12, e a broca DB está em contato com o poço W para realizar a perfuração. A configuração do

“pistão da junta corredeira” da FIG. 5 é semelhante ao exposto pela FIG. 6, quando a junta telescópica 280, abaixo do RCD 266, estiver na posição destravada. Quando a junta telescópica 280 estiver na posição destravada, o método descrito abaixo, com a broca DB em contato com o fundo, poderá ser usado. Embora a configuração da FIG. 1 seja mostrada no lado direito do *riser* 300 da FIG. 6, qualquer configuração exposta em quaisquer das Figuras poderá ser usada com a configuração do *riser* 300 que mostra a FIG. 6, para compensar as flutuações de pressão induzidas pela oscilação causada pelo movimento telescópico da junta corredeira 302 durante a perfuração. Como pode ser entendido a esta altura, a junta telescópica 302 é colocada no “vazo de pressão” da MPD, no *riser* 300, abaixo do RCD 10.

O desviador marinho 4 é disposto abaixo da viga da plataforma 2 e acima do compartimento do RCD 8. O RCD 10 é disposto no compartimento do RCD 8, sobre o BOP anular 12. O BOP anular 12 é opcional. O BOP cilíndrico de superfície também é opcional. Também pode haver um BOP cilíndrico submarino e/ou BOP anular submarino, que não são exibidos mas que foram discutidos e ilustrados em relação à FIG. 3. O compartimento de RCD 8 pode ser um compartimento como o de base, proposto na Publicação de número US 2008/0210471; entretanto, outros compartimentos de RCD podem ser contemplados, tal como o disposto em um *riser* marinho e proposto nas Patentes dos EUA de números 6,470,975; 7,159,669 e 7,258,171. O RCD 10 pode permitir uma MPD, inclusive (mas não apenas) a variação CBHP da MPD. A coluna de perfuração DS é disposta no *riser* 300, junto à broca DB, em contato com o poço W, tal como durante a perfuração. A primeira linha de vazão 304 está conectada por fluido com o acumulador 34, e a segunda linha de vazão 306 está conectada por fluido com o coletor de estrangulamento de perfuração 3.

Método durante a perfuração

Os métodos descritos acima para cada uma das configurações expostas em qualquer uma das Figuras podem ser usados com o *riser* 300 de acordo com a FIG.

6. Quando a junta telescópica 302 estiver oscilando, a primeira válvula 26 poderá ser aberta, inclusive durante a perfuração e com as bombas de lama ligadas. A primeira válvula 26 pode ser opcional, já que os sistemas e métodos podem ser usados tanto com a broca DB em contato com o poço W, durante a perfuração, como mostram as FIGS. 5 e 6, quando suas respectivas juntas telescópicas estiverem destravadas ou liberadas para se estenderem ou se retraírem, como com a broca DB destacada do poço W, durante conexões tubulares ou a retirada ou recolocação tubular.

À medida que a plataforma subir e descer enquanto a broca DB estiver em perfuração, a junta telescópica destravada 280 da FIG. 5 e/ou a junta telescópica 302 da FIG. 6 se deslocará. Quando a plataforma se movimentar para baixo e a junta telescópica se retrair, ou encurtar o *riser*, o volume de fluido de perfuração deslocado pelo encurtamento do *riser* passará pela primeira válvula 258, na linha de vazão 256, até o recipiente de fluido 282 da FIG. 5 e/ou a primeira válvula 26, até a primeira linha de vazão 304 da FIG. 6, deslocando a interface de líquido e gás até o acumulador de gás 34. Entretanto, a interface pode se deslocar até o acumulador 34. Em qualquer cenário, o volume de líquido deslocado pelo movimento da junta telescópica poderá ser acomodado.

Na FIG. 5, quando a junta telescópica 280, em sua posição destravada, se estender, ou alongar o *riser* 268, o pistão 284 se moverá para cima, no recipiente de fluido 282, deslocando o fluido pela linha de vazão 256 até o *riser* 268. Na FIG. 6, quando a junta telescópica 302 se estender ou alongar o *riser* 300, a pressão do gás e a

sucção causada pelo movimento da junta telescópica 302 farão com que a interface de líquido e gás se mova ao longo da primeira linha de vazão 304 até o *riser* 300, acrescentando um volume de fluido de perfuração ao *riser* 300. Uma quantidade substancialmente igual de volume previamente removido do ânulo será deslocada de volta ao ânulo.

Como podemos entender a esta altura, todas as configurações que mostram as FIGS. de 1 a 5 e/ou discutidas tratam da causa das flutuações de pressão quando o poço estiver fechado para realização de conexões ou durante a retirada ou recolocação da tubulação, ou quando as bombas de lama da plataforma estiverem desligadas por outros motivos; tratando dos volumes de fluido dos retornos anulares que são deslocados pelo efeito de pistão da oscilação para cima e para baixo da coluna de perfuração ou tubulação dentro do *riser* e do poço ao longo da plataforma. Além disso, as configurações expostas pelas FIGS. de 1 a 5 e/ou em sua relação discutidas podem ser usadas com uma configuração de *riser* tal como exibida pelas FIGS. 5 e 6, com uma junta telescópica de *riser* localizada abaixo do RCD, para lidar com a causa das flutuações de pressão durante a perfuração e quando as bombas de lama da plataforma estiverem ligadas, ou seja, com os volumes de fluido dos retornos anulares que são deslocados pelo movimento telescópico da junta telescópica que oscila ao longo da plataforma.

Qualquer redundância mostrada em qualquer uma das Figuras em relação a uma configuração poderá ser usada em qualquer outra configuração exposta por quaisquer das Figuras. As diferentes configurações podem ser usadas juntas para fins de redundância, como, por exemplo, o sistema exposto na FIG. 1, de um lado do *riser*, e um dos dois sistemas redundantes que mostra a FIG. 3, do outro lado do *riser*. Deve ser entendido que os sistemas e métodos em relação a todas as

configurações podem ser aplicados quando a coluna de perfuração estiver levantada do fundo, independentemente do motivo, e não apenas para fins de realização de conexões tubulares durante a MPD ou para circular um *kick* durante a perfuração convencional.

- 5 As explicações e descrições supracitadas da presente invenção são de caráter ilustrativo e explanatório, sendo que várias alterações, que dizem respeito aos detalhes do aparato e sistema ilustrados, bem como à sua construção e ao seu método de funcionamento, podem ser empreendidas sem abandonar o espírito da referida invenção.

REIVINDICAÇÕES

1. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, caracterizada por compreender:

- 5 um *riser*, em comunicação com o poço, que se estende do fundo do oceano;
uma tubulação, suspensa da plataforma flutuante, que oscila com o referido *riser*;
um ânulo, formado entre a referida tubulação e o referido *riser*;
uma broca, disposta na referida tubulação, sendo que a referida broca pode ser destacada do referido poço;
- 10 um recipiente de fluido, para receber um volume de fluido, quando a referida tubulação oscilar no referido *riser*, na direção do referido poço;
uma linha de comunicação entre o referido ânulo e o referido primeiro recipiente de fluido; e
uma primeira válvula na referida linha móvel, entre a posição fechada, quando a
- 15 referida broca estiver em contato com o referido poço, e uma posição aberta, quando a referida broca estiver destacada do referido poço, para gerenciar a pressão da plataforma flutuante, que oscila em relação ao fundo do oceano.

2. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO**

- 20 **FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por também ser composto por um sistema de prevenção de *blowout* (BOP), com uma vedação, sendo que tal vedação do BOP é móvel, entre uma posição aberta e uma posição vedada, na referida tubulação, sendo que quando a referida vedação do BOP estiver na posição de vedação, na referida tubulação, a referida primeira
- 25 válvula estará na referida posição aberta, para gerenciar a pressão da plataforma

flutuante, que oscila em relação ao fundo do oceano.

3. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo
5 referido primeiro recipiente de fluido ser um acumulador, e a referida linha e o referido acumulador são regulados para manter uma pressão predeterminada.

4. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 3, **caracterizado** pela
10 referida linha ser composta por uma linha de vazão flexível, onde o referido fluido no referido acumulador é um gás e o fluido no referido ânulo é um líquido e o referido gás e o referido líquido têm uma interface na referida linha de vazão flexível.

5. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 4, **caracterizado** pelo
15 referido gás do acumulador fornecer um volume de líquido ao referido ânulo, quando a referida tubulação oscilar no referido poço.

6. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** por
20 também compreender :

um controlador programável;

um sensor para transmitir um sinal ao referido controlador programável;

em que a referida primeira válvula pode ser acionada remotamente e controlada pelo
25 referido controlador programável, em resposta ao referido sinal transmitido pelo

sensor.

7. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo
5 referido recipiente de fluido ser tanque de manobra.

8. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** por
também compreender uma válvula de alívio de pressão, sendo que a referida válvula
10 de alívio de pressão permite que o referido volume de fluido seja recebido no referido recipiente de fluido.

9. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 8, **caracterizado** por
15 também compreender uma bomba de lama e um regulador de pressão para fornecer o referido volume de fluido através da referida linha ao referido ânulo.

10. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo
20 referido recipiente de fluido ser um cilindro, sendo que o referido cilindro tem um pistão.

11. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado** por
25 também compreender uma haste do pistão conectada entre o referido pistão e a

plataforma flutuante.

12. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado** por também compreender um primeiro conduíte, sendo que o referido primeiro conduíte se comunica com o referido fluido do referido cilindro.

13. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 12, **caracterizado** por também compreender uma segunda válvula, em comunicação por fluido com o referido primeiro conduíte, móvel, estando em uma posição aberta quando a referida broca estiver em contato com o referido poço, e em uma posição fechada quando a referida broca estiver destacada do referido poço.

14. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 13, **caracterizado** por também compreender um dispositivo de controle rotacional para vedar o referido ânulo, em que o referido primeiro conduíte se comunica com o referido fluido, entre o referido *riser* e o referido cilindro, acima do referido dispositivo de controle rotacional, e a referida linha se comunica com o fluido, entre o referido *riser* e o referido cilindro, abaixo do referido dispositivo de controle rotacional vedado.

15. **“METODO PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, **caracterizado** por compreender os seguintes passos:

a comunicação do *riser* com o poço, em que o referido *riser* se estende a partir do

fundo do oceano;

o movimento de uma tubulação, com uma broca, no referido *riser*, para formar um ânulo entre a referida tubulação e o referido *riser*;

a perfuração do poço com a referida broca;

5 o destaque da referida broca do referido poço;

a suspensão da referida tubulação da plataforma flutuante para que a referida tubulação oscile em relação ao referido *riser*;

o posicionamento de um primeiro recipiente de fluido junto à referida plataforma flutuante para receber um volume de fluido quando a referida tubulação oscilar em

10 direção ao poço; e

a abertura de uma primeira válvula em uma linha para se comunicar com o referido volume de fluido, entre o referido ânulo e o referido primeiro recipiente de fluido, para gerenciar a pressão da oscilação da plataforma flutuante em relação ao fundo do oceano.

15 16. **“METODO PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 15, **caracterizado** por também compreender os seguintes passos:

o movimento de um sistema de prevenção de *blowout* (BOP) entre uma posição
20 aberta e uma posição vedada, na referida tubulação, sendo que quando a referida vedação do BOP estiver na posição de vedação, na referida tubulação, a referida primeira válvula estará na referida posição aberta, para gerenciar a pressão da plataforma flutuante, que oscila em relação ao fundo do oceano.

25 17. **“METODO PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO**

FUNDO DO OCEANO", de acordo com a reivindicação 15, **caracterizado** por também compreender os seguintes passos:

o fechamento da referida primeira válvula; e

a perfuração do poço com a referida broca.

5 18. **"METODO PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO"**, de acordo com a reivindicação 17, **caracterizado** por também compreender os seguintes passos:

10 a abertura da referida primeira válvula depois do fechamento da referida primeira válvula; e

o movimento da referida broca entre a plataforma flutuante e o poço.

15 19. **"METODO PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO"**, de acordo com a reivindicação 15, **caracterizado** pelo referido primeiro recipiente de fluido ser um acumulador e que, além disso, compreende o seguinte passo:

a regulação da pressão para manter uma pressão predeterminada no referido acumulador e na referida linha, em que o referido fluido no referido acumulador é um gás e o referido fluido no referido ânulo é um líquido.

20 20. **"METODO PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO"**, de acordo com a reivindicação 15, **caracterizado** por também compreender os seguintes passos:

o sensoriamento de uma pressão no referido ânulo com um sensor;

25 a transmissão de um sinal da referida pressão com o referido sensor até um

controlador programável; e

o acionamento remoto da referida primeira válvula com o referido controlador programável, em resposta ao referido sinal transmitido.

21. **“METODO PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 15, **caracterizado** pelo referido primeiro recipiente de fluido ser um tanque de manobra e que, além disso, compreende os seguintes passos:

permitir que o volume de fluido seja recebido no referido tanque de manobra quando a referida tubulação oscilar na direção no poço; e
fornecer o volume de fluido através da referida linha ao referido ânulo quando a referida tubulação oscilar a partir do poço.

22. **“METODO PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 15, **caracterizado** pelo referido primeiro recipiente de fluido é um cilindro, sendo que o referido cilindro tem um pistão, em que o referido pistão do cilindro tem uma haste do pistão conectada entre o referido pistão de cilindro e a plataforma flutuante, e o método que também compreende os seguintes passos:

a comunicação do referido volume de fluido entre o referido cilindro e abaixo de um dispositivo de controle rotacional vedado, no referido *riser*, quando a referida primeira válvula estiver aberta; e

a comunicação do referido volume de fluido entre o referido cilindro e acima de um dispositivo de controle rotacional vedado, no referido *riser*, quando a referida primeira válvula estiver fechada.

23. **“METODO PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, caracterizado por compreender os seguintes passos:

a comunicação do *riser* com o poço, em que o referido *riser* se estende a partir do
5 fundo do oceano;

o movimento de uma tubulação com uma broca em relação ao referido *riser* a uma velocidade predeterminada;

a vedação de um ânulo formado entre a referida tubulação e o referido *riser*, com um dispositivo de controle rotacional, para manter uma pressão predeterminada no
10 referido ânulo, abaixo do referido dispositivo de controle rotacional; e

o recebimento de um volume de fluido do referido ânulo, em um recipiente de fluido, quando a referida plataforma oscilar na direção do referido poço, durante o referido passo de movimentação, em que o passo de recebimento de um volume de fluido permitirá que uma pressão predeterminada seja substancialmente mantida.

15 24. **“METODO PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 23, caracterizado por também compreender os seguintes passos:

o movimento de uma junta telescópica posicionada abaixo do referido dispositivo de
20 controle rotacional, entre uma posição estendida e uma posição retraída; e

o recebimento de um volume de fluido no referido recipiente de fluido, quando a referida junta telescópica se mover para uma posição retraída, para manter substancialmente a referida pressão predeterminada.

25 25. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO**

FUNDO DO OCEANO”, caracterizado por compreender :

um *riser* em comunicação com o poço, que se estende do fundo do oceano, em que o referido *riser* tem uma junta telescópica, móvel, entre uma posição estendida e uma posição retraída;

5 uma tubulação posicionada no referido *riser*;

um ânulo, formado entre a referida tubulação e o referido *riser*;

uma broca, disposta na referida tubulação, sendo que a referida broca está em contato com o referido poço;

10 um dispositivo de controle rotacional disposto acima da referida junta telescópica para vedar o referido ânulo;

um primeiro recipiente de fluido para receber um volume de fluido, quando a referida junta telescópica estiver na referida posição retraída; e

15 uma linha, posicionada entre o referido dispositivo de controle rotacional e a referida junta telescópica, para a comunicação do referido ânulo com o referido primeiro recipiente de fluido, para gerenciar a pressão da oscilação da plataforma flutuante em relação ao fundo do oceano.

26. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”, de acordo com a reivindicação 25, caracterizado pelo**
 20 referido primeiro recipiente de fluido ser um acumulador, em que a referida linha e o referido acumulador são regulados para manter uma pressão predeterminada, e em que o referido fluido no referido acumulador é um gás e o fluido no referido ânulo é um líquido.

27. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO**
 25

FUNDO DO OCEANO", de acordo com a reivindicação 25, **caracterizado** pelo referido sistema também compreender uma bomba de lama e um regulador de pressão, em que o referido regulador de pressão permite que a bomba de lama desloque o fluido na referida linha, quando uma pressão anular da oscilação da referida tubulação for menor que o ajuste da pressão predeterminada do referido regulador de pressão.

28. **"SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO"**, de acordo com a reivindicação 25, **caracterizado** pelo referido primeiro recipiente de fluido ser um cilindro, sendo que o referido cilindro tem um pistão, e o sistema também tem uma haste do pistão conectada entre o referido pistão de cilindro e a plataforma flutuante.

29. **"SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO"**, de acordo com a reivindicação 28, **caracterizado** por também compreender um primeiro conduíte para a comunicação do referido volume de fluido entre o referido cilindro e um segundo recipiente de fluido.

30. **"METODO PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO"**, **caracterizado** por compreender os seguintes passos:

a comunicação do *riser* com o poço, em que o referido *riser* se estende a partir do fundo do oceano e tem uma junta telescópica;

o movimento da referida junta telescópica entre uma posição estendida e uma posição retraída;

o movimento de uma tubulação, com uma broca, no referido *riser*, para formar um

ânulo;

a vedação do referido ânulo acima da referida junta telescópica com um dispositivo de controle rotacional;

a perfuração do poço com a referida broca; e

- 5 o recebimento de um volume de fluido em um primeiro recipiente de fluido, quando a referida junta telescópica se mover para uma posição retraída, para gerenciar a pressão da oscilação da plataforma flutuante em relação ao fundo do oceano.

31. **“METODO PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, de acordo com a reivindicação 30, **caracterizado** pelo
10 referido primeiro recipiente de fluido é um cilindro, sendo que o referido cilindro tem um pistão, em que o referido pistão tem uma haste do pistão, conectada entre o referido pistão de cilindro e a plataforma flutuante, e o método que também compreende os seguintes passos:

- 15 a comunicação do referido volume de fluido entre o referido cilindro e o referido ânulo, abaixo de um dispositivo de controle rotacional vedado, quando a referida primeira válvula estiver aberta;

a comunicação do referido volume de fluido entre o referido cilindro e o segundo recipiente de fluido, quando a referida primeira válvula estiver fechada; e

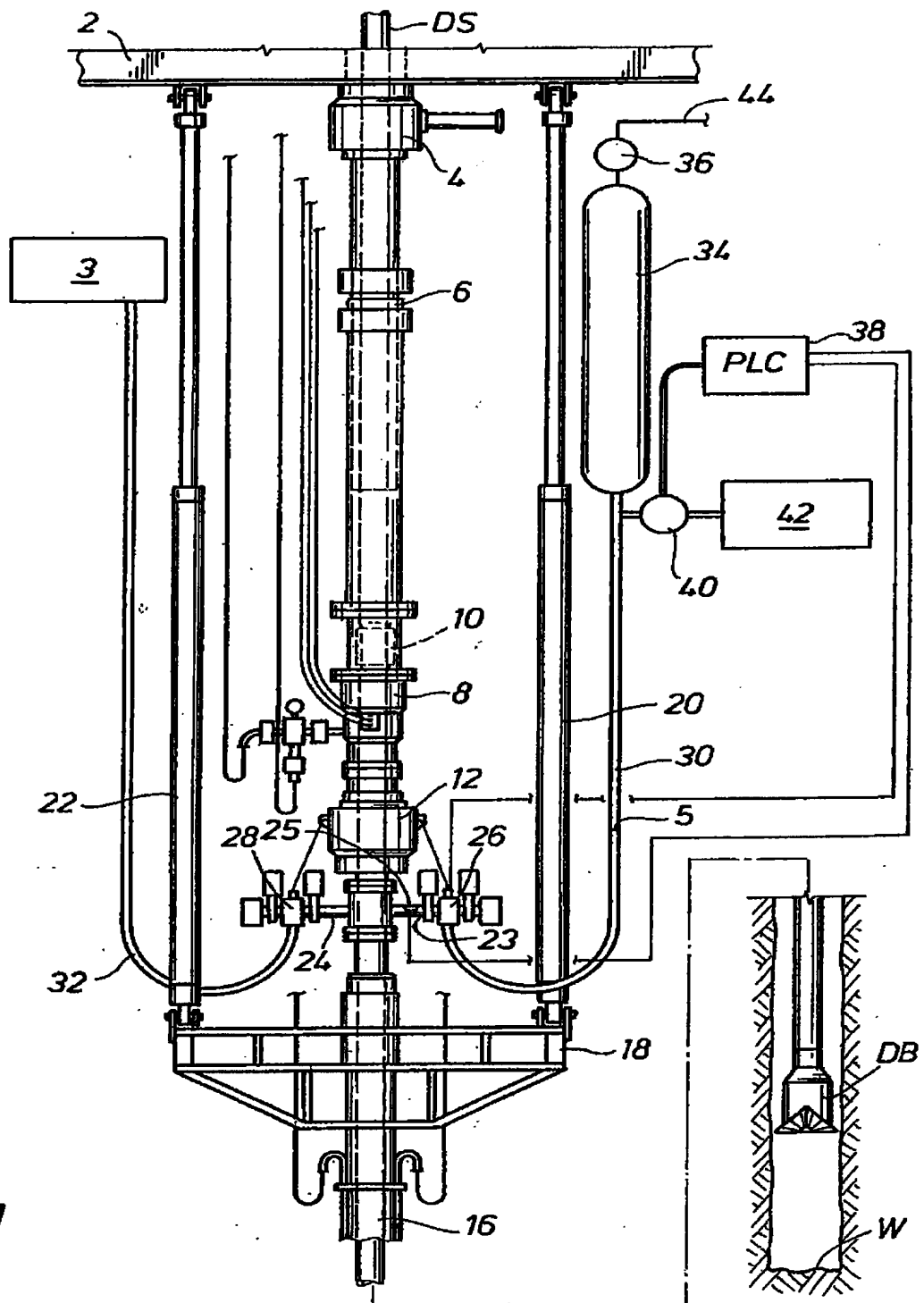
- 20 o fechamento de uma segunda válvula em um conduíte, para bloquear a comunicação por fluido do referido cilindro, acima do referido pistão, até o referido segundo recipiente de fluido, quando a referida primeira válvula estiver aberta.

32. **“SISTEMA PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO OCEANO”**, **caracterizado** por compreender :
25

um *riser*, em comunicação com o poço, que se estende do fundo do oceano;
uma tubulação, suspensa da plataforma flutuante, que oscila com o referido *riser*;
um ânulo, formado entre a referida tubulação e o referido *riser*;
uma broca, disposta na referida tubulação, sendo que a referida broca pode ser
5 destacada do referido poço;
um meio disposto para permitir que o fluido entre e saia do referido ânulo, devido à
oscilação da referida tubulação no referido *riser*, em relação ao referido poço; e
um meio para gerenciar a pressão em decorrência da oscilação da plataforma
flutuante em relação ao fundo do oceano.

10 **33. “MÉTODO PARA GERENCIAR A PRESSÃO DO MOVIMENTO DE SUBIDA E
DESCIDA DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE EM RELAÇÃO AO FUNDO DO
OCEANO”, caracterizado por compreender:**

a comunicação de um *riser* com um poço, sendo que o *riser* se estende do fundo do
oceano e tubulação é suspensa da plataforma flutuante, oscilando no referido *riser*,
15 com um ânulo formado entre a referida tubulação e o referido *riser*;
o destaque da referida broca do referido poço;
permitir que o fluido entre e saia do referido ânulo, devido à oscilação da referida
tubulação no referido *riser*, em relação ao referido poço; e
o gerenciamento da pressão decorrente da oscilação da plataforma flutuante em
20 relação ao fundo do oceano.



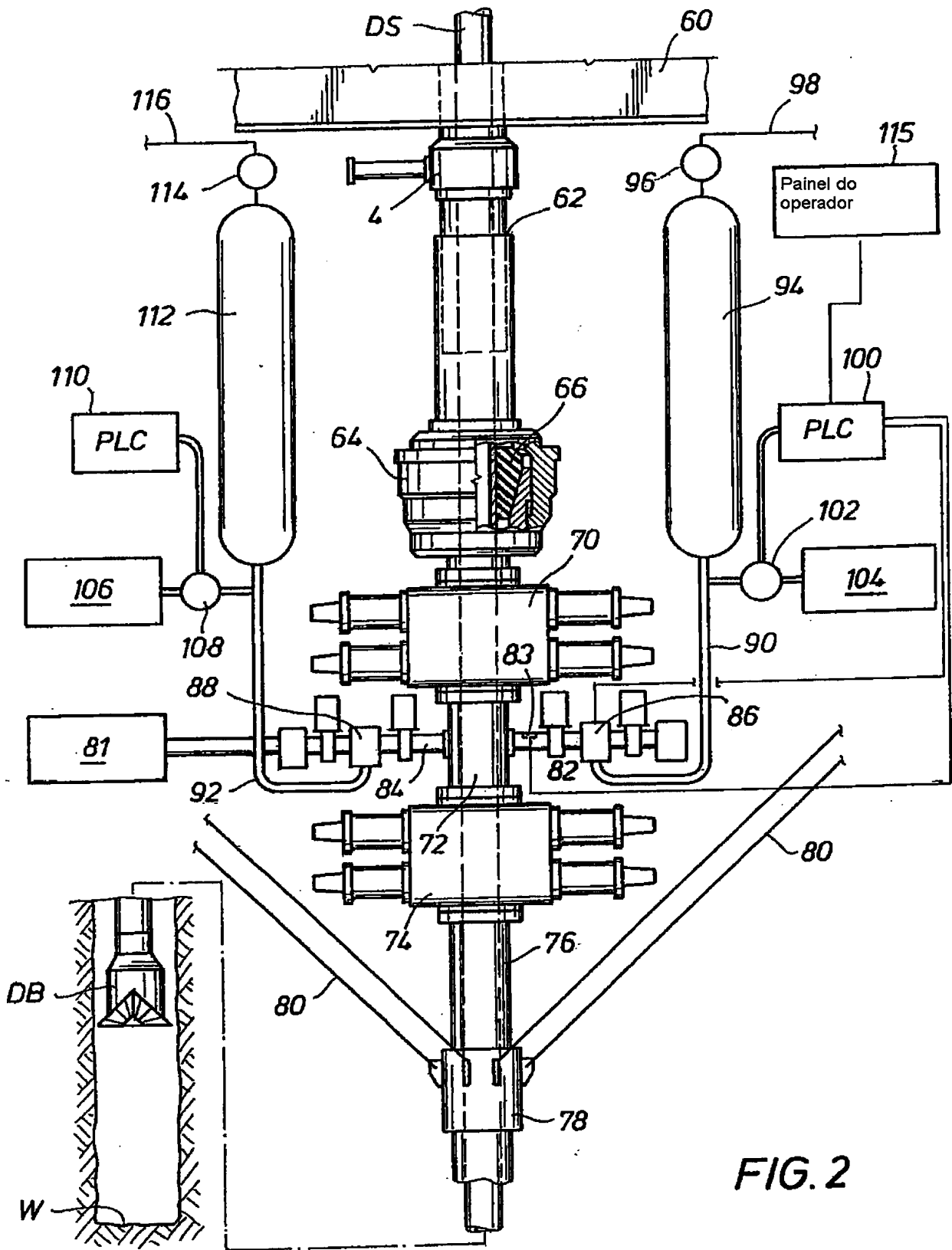


FIG. 2

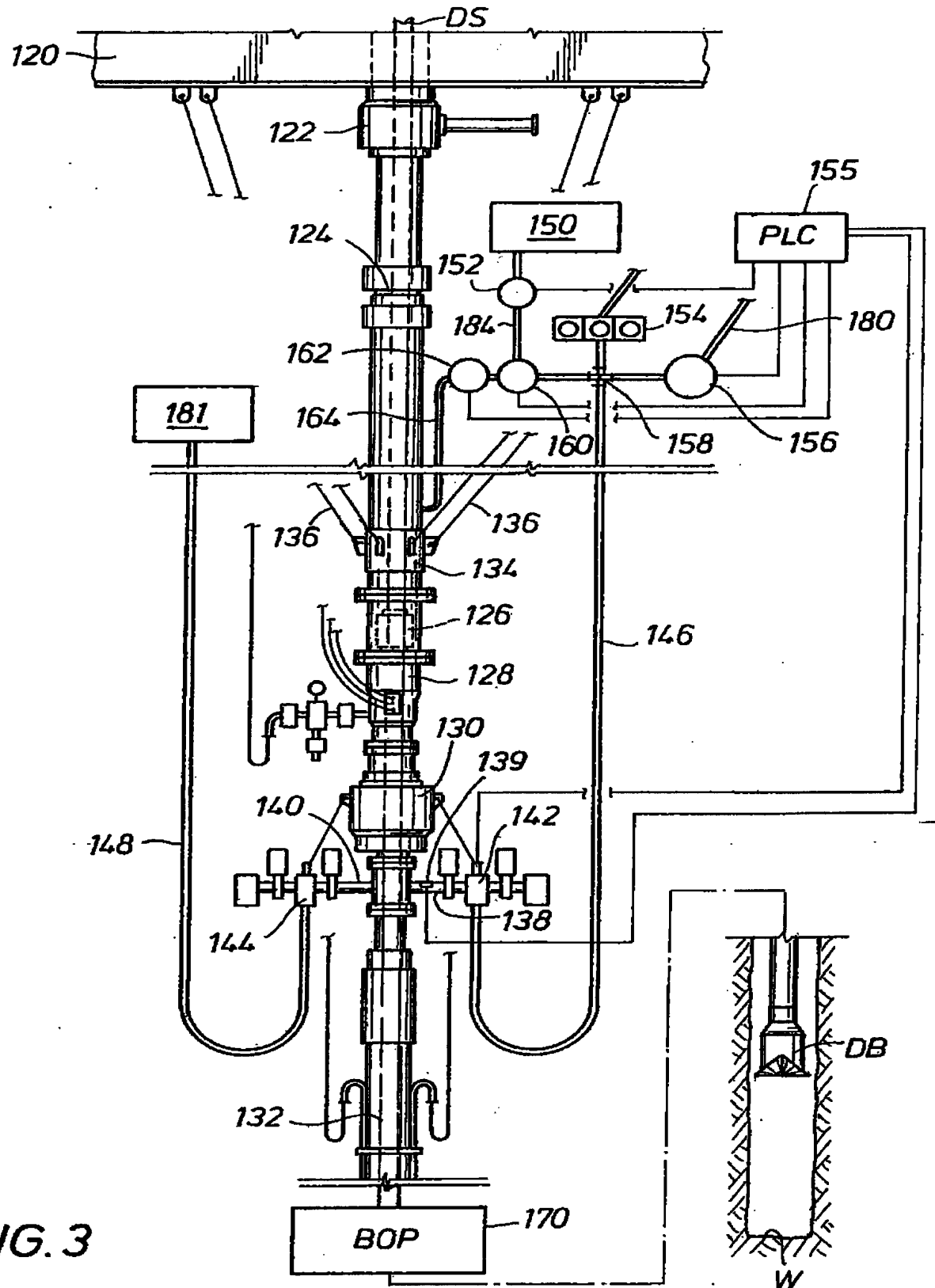


FIG. 3

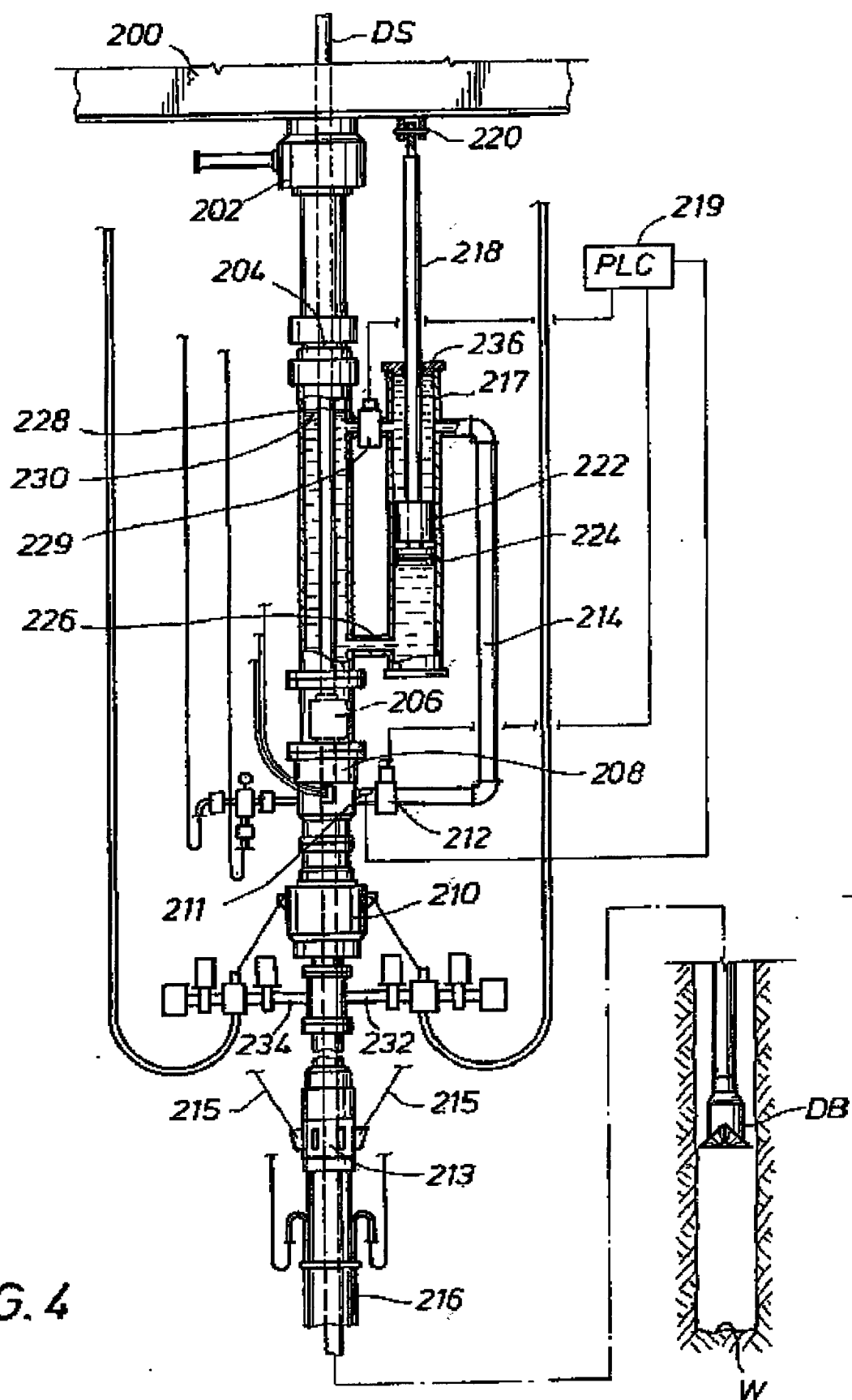


FIG. 4

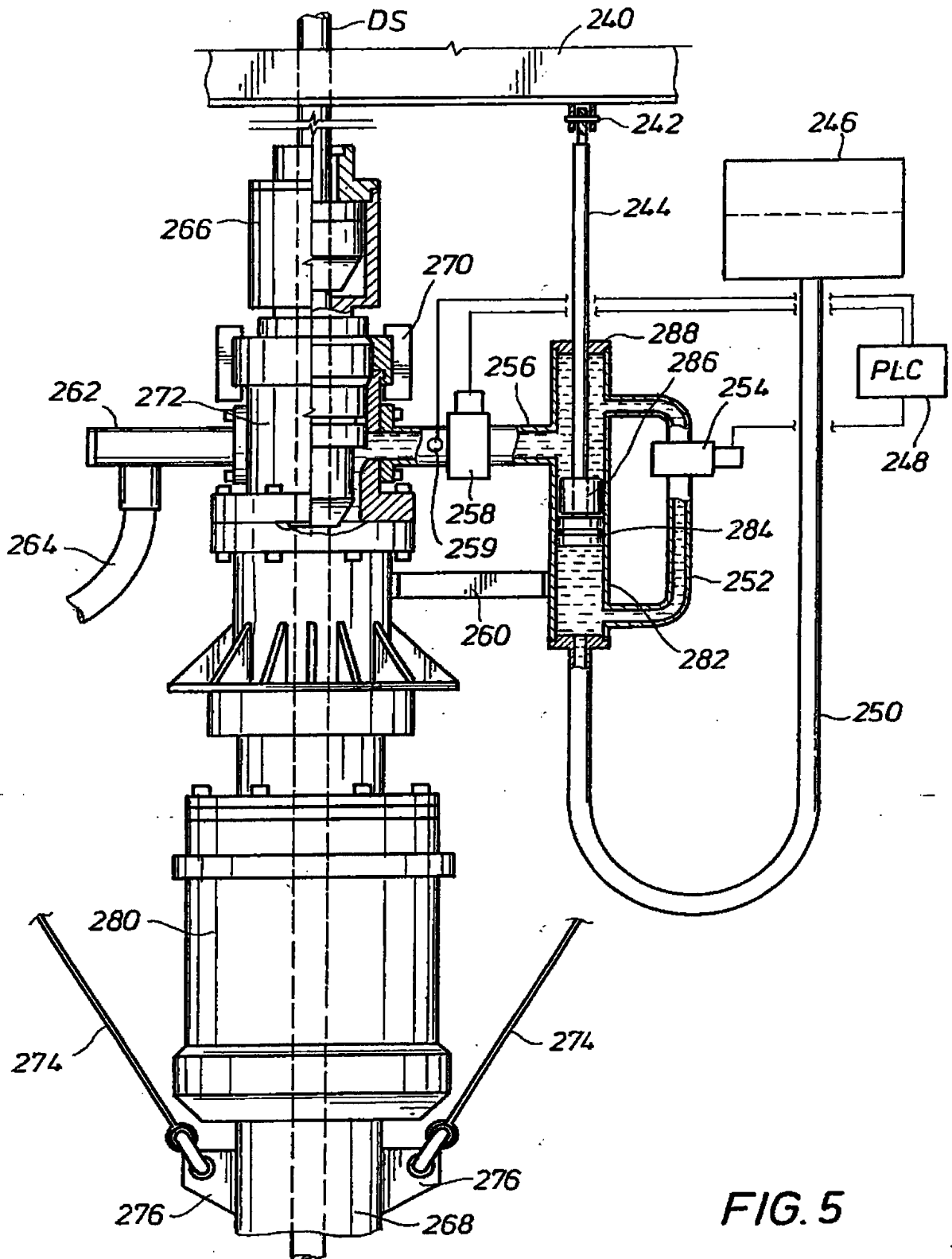
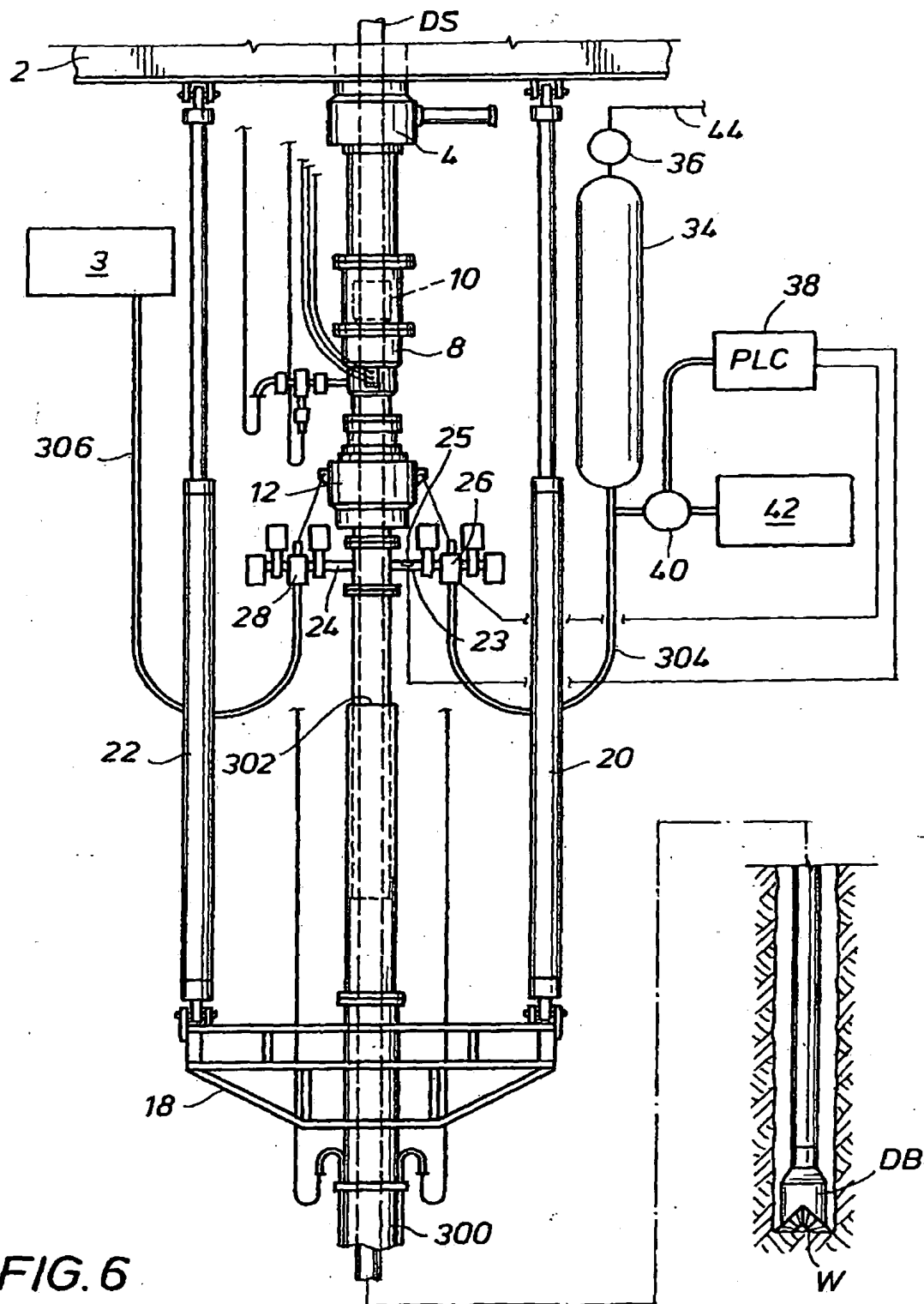


FIG. 5



RESUMO**SISTEMA E MÉTODO PARA GERENCIAR A PRESSÃO DE OSCILAÇÃO DE UMA PLATAFORMA FLUTUANTE.** Trata-se de um sistema que compensa flutuações de

pressão induzidas pela oscilação, em uma plataforma flutuante, quando a coluna de

5 perfuração ou tubulação estiver levantada do fundo e suspensa na plataforma, tal

como quando forem realizadas conexões tubulares, durante a Perfuração de

Pressão Gerenciada (MPD), a retirada ou recolocação tubular ou quando um *kick* for

circulado para fora, usando uma perfuração convencional. Em uma configuração,

uma interface de líquido e gás desloca-se por uma linha de vazão, entre um *riser* e

10 um acumulador de gás, à medida que a tubulação se move para cima e para baixo.

Em outra configuração, uma válvula de alívio de pressão ou estrangulador ajustável

permite o movimento do fluido do *riser* quando a tubulação se mover para baixo, e a

bomba com o regulador de pressão desloca o fluido até o *riser* quando a tubulação

se mover para cima. Em outras configurações, um pistão conectado à plataforma ou

15 à junta telescópica do *riser* se move em um recipiente de fluido, assim comunicando

uma quantidade necessária de fluido para dentro ou para fora do ânulo do *riser*. O

sistema também compensa flutuações de pressão induzidas pela oscilação, em uma

plataforma flutuante, quando uma junta telescópica do *riser*, localizada abaixo de um

RCD, estiver se movendo, durante a perfuração.