

ANÁLISE DE OPERAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE *RISERS* E DESCIDA DE BOP EM SONDAS FLUTUANTES DE PERFURAÇÃO.

Raphael Issamu Tsukada¹ (UNICAMP)

Marcio Yamamoto² (UNICAMP)

Celso Kazuyuki Morooka³ (UNICAMP)

^{1,2,3}UNICAMP/FEM/DEP Caixa Postal 6052, Campinas-SP 13083-970

¹tsukada@dep.fem.unicamp.br, ²marcioy@dep.fem.unicamp.br, ³morooka@dep.fem.unicamp.br

Durante a perfuração, o *Blowout Preventer* (BOP) é um dos equipamentos mais importantes do sistema de perfuração. O BOP é o equipamento de segurança usado para controlar as pressões no interior do poço durante a operação de perfuração e circular o *kick* quando houver ocorrência. O *kick* é um fenômeno que pode ocorrer durante a perfuração quando o poço de petróleo alcança uma formação de pressão anormalmente alta. O diferencial de pressão entre o poço e a formação causa o influxo de fluido da formação para dentro do poço e aumenta a sua pressão de fundo, o que pode resultar se não controlado apropriadamente, no escoamento descontrolado de fluidos do poço para a superfície, induzindo um *blowout*.

Além disso, usualmente em operações de perfuração marítimas, o BOP é instalado no solo marítimo. No entanto, este procedimento tem se mostrado uma das maiores restrições para a operação de perfuração marítima. A operação de perfuração não pode continuar sem a correta instalação do BOP, a qual pode consumir grande tempo operacional.

Devido a estas dificuldades, algumas companhias de petróleo estão desenvolvendo uma nova tecnologia, denominada BOP de Superfície (SBOP), para operação de perfuração em águas profundas. Segundo a literatura, esta aplicação pode ser favorável, pois tem demonstrado aspectos promissores para a segurança da tripulação e do meio ambiente. Além disso, reduz o tempo da operação de instalação do *riser*, e consequentemente diminui o custo operacional. Ainda, o uso do SBOP possibilita a utilização de *risers* de diâmetros menores e, portanto mais leves, favorecendo o uso de plataformas menores e de menor custo operacional.

O objetivo deste trabalho é estudar o comportamento mecânico do *riser* de perfuração durante a sua instalação através de análise dinâmica no domínio do tempo. No sistema de perfuração convencional, o BOP está pendurado pelo *riser* durante esta operação. Já para o sistema de perfuração utilizando o BOP de Superfície, na extremidade inferior do *riser* é conectado o Sistema de Desconexão Submarino (SDS), cerca de 10 vezes mais leve que o BOP.

Os resultados serão obtidos por simulação computacional. O comportamento mecânico do sistema tem base no Método dos Elementos Finitos, considerando o carregamento ambiental de correnteza/ondas e o movimento da sonda flutuante de perfuração.

Riser de perfuração, Sistemas de marítimos, Ondas do mar, Correnteza

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, as empresas de petróleo estão fazendo investimentos em exploração e produção de petróleo, motivadas principalmente pelo alto preço do barril de petróleo, o que torna viável a exploração de hidrocarbonetos em profundidades cada vez maiores. Em contrapartida, as operações de perfuração exigem plataformas proporcionalmente maiores com o aumento da profundidade devido à necessidade de suportar os equipamentos submarinos mais pesados. Sendo assim as operações de perfuração em águas ultra-profunda, que será abordado neste trabalho, exigem grandes plataformas que no momento têm com pouca disponibilidade no mundo. Pesquisas para o desenvolvimento de novas tecnologias estão sendo desenvolvidos para reverter este panorama.

Na operação de perfuração em águas ultra-profunda, a plataforma flutuante de perfuração é conectada ao BOP (*Blow-Out Preventer*), que é instalado na cabeça do poço no fundo do mar, através do *riser* de perfuração. O *riser* trata-se de um tubo geralmente construído de aço, onde a coluna de perfuração passa em seu interior, de modo que o retorno do fluido de perfuração ocorre no espaço anular existente entre o *riser* e a coluna de perfuração. O BOP trata-se de um equipamento de segurança utilizado para circular o *kick* e controlar a pressão do poço de petróleo durante essa circulação. O *kick* é um fenômeno que ocorre durante a operação de perfuração, quando uma região de alta pressão da formação de petróleo é atingida, gerando um gradiente de pressão entre a

formação e o interior do poço que irá ocasionar o influxo de fluidos da formação para o poço e o aumento de pressão no fundo do mesmo, que, se não controlado pode causar o escoamento descontrolado de fluido para a superfície, denominado *BlowOut*.

Uma nova proposta de sistema de perfuração, ainda em desenvolvimento, é o uso do BOP de superfície (SBOP). Esta concepção é utilizada em plataformas fixas para a exploração em águas rasas, e recentemente novos esforços têm sido realizados para aplicar esse sistema em águas profundas, possibilitando o uso de um *riser* de menor diâmetro e mais leve que viabiliza o uso de plataformas menores. Outras vantagens do uso do SBOP citadas na bibliografia (Brunt, *et al*, 2004; Azancot, *et al*, 2002; Brander *et al*, 2004) são o aumento de segurança tanto para o meio ambiente como para a tripulação, diminuição dos custos e diminuição do tempo de perfuração.

Na operação de perfuração com o SBOP é utilizado o sistema de desconexão submarino (SDS – *Subsea Disconnect System*), que é um equipamento menor e mais leve se comparado ao BOP, instalado na cabeça de poço para permitir a desconexão do *riser* no fundo do mar em caso de emergência. Assim como o BOP, este equipamento é instalado no fundo do mar pendurado pela extremidade inferior do *riser*.

Dentro desse contexto, o presente trabalho apresenta um estudo sobre a instalação do BOP e do SDS, focando o comportamento mecânico do *riser* e verificando o comportamento dinâmico para diferentes profundidades. Os resultados serão obtidos através de simulação numérica no domínio do tempo utilizando o programa desenvolvido pelo grupo de pesquisa (Martins, *et al.*, 2003, Morooka, *et al*, 2005, Morooka, *et al*, 2006).

2. REVISÃO DA LITERATURA

Os sistemas de perfuração que utilizam o BOP submarino, o qual neste trabalho será denominado de sistemas de perfuração convencional são projetados seguindo a norma API (1993). Esta norma pressupõe o uso de alguns equipamentos como mostra a Figura 1.

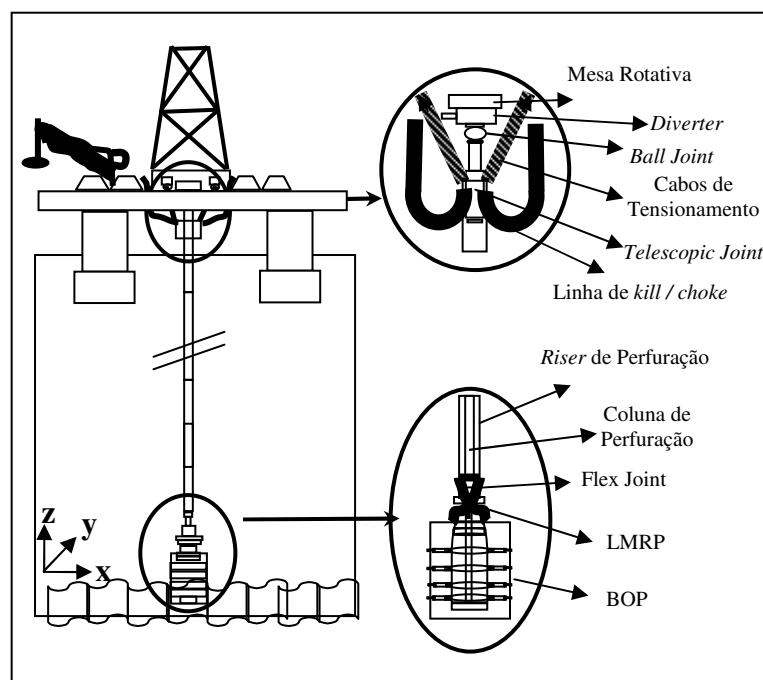


Figura 1 – Esquema do sistema de perfuração convencional

No convés da sonda de perfuração está instalada a mesa rotativa responsável por transmitir movimento de rotação à coluna de perfuração. Abaixo é instalado o *diverter* que tem a função de possibilitar o retorno de fluido de perfuração do *riser* para a peneira do sistema de tratamento de fluido de perfuração, além disso, em caso de emergência, pode desviar um *kick*. Logo abaixo é instalada a junta telescópica que tem a finalidade de evitar que o movimento de *heave* da plataforma seja transmitido para o *riser*, ela faz a interface entre o *riser* e a plataforma. Ainda na junta telescópica são acoplados cabos que fazem parte do sistema de tensionamento que tracionam o *riser* com o intuito de aumentar a rigidez à flexão do *riser*, diminuindo assim a deflexão e evitando compressão do material. Para evitar a concentração de momento fletor na extremidade superior do *riser*, entre o *diverter* e a junta telescópica é instalada uma *ball joint*, que é um componente de baixa rigidez rotacional. No sistema de

perfuração convencional têm-se ainda as linhas de *kill* e *choke*, que auxiliam no controle do *kick*; e outras linhas auxiliares, acopladas na superfície exterior do *riser*.

No fundo do mar, o *riser* é conectado a uma junta flexível, equipamento com finalidade igual à *ball joint*, mas que apresenta uma rigidez rotacional pré-determinada. Abaixo da junta flexível é instalado o LMRP (*Low Marine Riser Package*) para permitir a desconexão do *riser* com o BOP em caso de emergência.

No entanto, no momento da instalação do BOP no fundo do mar, a interface entre a plataforma e o *riser* é feita pela *spider* que é um componente instalado no convés da sonda de perfuração, no qual o *riser* é engastado, permitindo assim o encaixe das seções que irão compor o *riser* até a completa instalação do BOP.

Para o sistema de perfuração utilizando o SBOP ainda não existe uma norma definida, portanto o sistema será descrito seguindo Brander, *et al* (2004), que descreve um sistema de perfuração utilizando o SBOP já utilizado em uma operação de perfuração real. O esquema geral com os principais equipamentos que formam este sistema pode ser vista na Figura 2.

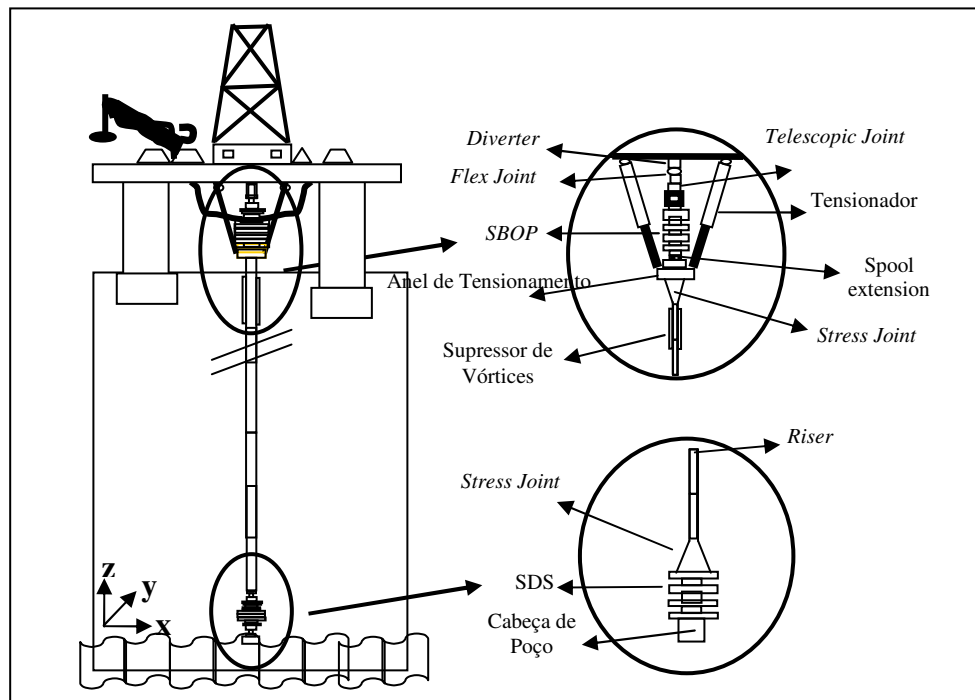


Figura 2 – Esquema do sistema de perfuração utilizando o SBOP

O SDS, assim como o BOP, é formado por um conjunto de gavetas que viabilizam o fechamento e o corte da coluna de perfuração quando necessário. Ele é instalado sobre a cabeça de poço, e na sua extremidade superior tem-se uma *Stress Joint*, que minimiza a variação de rigidez na interface do SDS e o *riser*, evitando pontos de concentração de tensão. O SDS é instalado no fundo do mar pendurado pelo *riser*.

Assim como o sistema convencional, o sistema de perfuração com o SBOP também utiliza a mesa rotativa, o *diverter* e a junta telescópica. Entre o *diverter* e a junta telescópica é instalada uma junta flexível. A interface entre o *riser* e a plataforma é feita pelo anel de tensionamento, ao qual são conectados os cabos dos tensionadores. Acima do anel de tensionamento é instalada a *spool extension*, com a principal função de elevar o SBOP e assim aumentar a folga entre os tensionadores e o SBOP, minimizando a possibilidade de colisão. Os supressores de vórtice são instalados para evitar a formação de vórtices, que originariam a vibração induzida por vórtices (VIV) provocando a diminuição da vida do *riser* devido a problemas de fadiga.

3. COMPORTAMENTO MECÂNICO DO RISER

O *riser* vertical de perfuração pode ser modelado estruturalmente como uma viga delgada tracionada, sob o carregamento ambiental de correnteza marítima e ondas, e efeitos de pressão hidrostática devido ao fluido interno e externo (Morooka, *et al.*, 2006, Martins, *et al.*, 2003). A equação axial-flexural para um elemento infinitesimal do *riser* é mostrada pelo conjunto das Equação 1:

$$\frac{d^2}{dz^2} \left(EI \frac{d^2 x}{dz^2} \right) - (T + A_0 P_0 - A_i P_i) \frac{d^2 x}{dz^2} - [(\gamma_s A_s + A_i \gamma_i - A_0 \gamma_0)] \frac{dx}{dz} = N_x \quad (1.a)$$

$$\frac{d^2}{dz^2} \left(EI \frac{d^2 y}{dz^2} \right) - (T + A_0 P_0 - A_i P_i) \frac{d^2 y}{dz^2} - [(\gamma_s A_s + A_i \gamma_i - A_0 \gamma_0)] \frac{dy}{dz} = N_y \quad (1.b)$$

sendo, x o deslocamento na direção *in-line* do *riser* e y o deslocamento na direção transversal, como mostrado na figura 3. z é a coordenada vertical do *riser*, EI representa a rigidez à flexão do *riser*, T é a tração axial à que a parede do *riser* está submetida, P_0 e P_i são a pressão externa e interna, γ_s , γ_0 e γ_i são o peso específico do material do *riser*, e do fluido externo e interno, respectivamente. A área transversal total e a área interna do *riser* são representadas, respectivamente pelas siglas A_0 e A_i . E , A_s é a área transversal da parede do *riser*. N_x e N_y representam a componente normal da força por unidade de comprimento na direção *in-line* e transversal. Com base na Equação 1 obtêm-se a matriz de rigidez do elemento de viga $[K]$ pelo método dos resíduos ponderados. O cálculo do problema estático do *riser* é realizado através da solução das equações do comportamento na forma de matrizes, conforme mostrado abaixo.

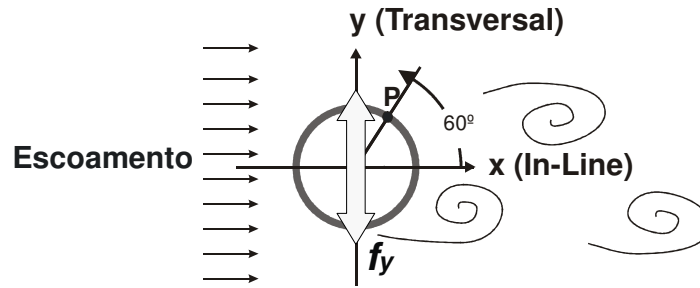


Figura 3 – Seção Transversal do *riser*.

A figura 3 apresenta a seção transversal do *riser*, onde o escoamento é devido à correnteza e ondas do mar, e ao próprio movimento do *riser*. A análise dinâmica do *riser* é feita com os esforços na direção *in-line* acoplada a direção transversal através do efeito viscoso, conhecido como modelo Quase-3D (Ferrari & Bearman, 1999). A direção *in-line* representa a direção principal da onda e da correnteza do mar. O cálculo da força hidrodinâmica nesta direção é feito pela equação de Morison modificada para o movimento relativo, dada pela Equação 2,

$$f_x = A_I \dot{u} + C_D A_D |V_r| \left(u + U_c - \dot{x} \right) + C_A A_I \left(\ddot{u} - \ddot{x} \right) \quad (2)$$

sendo, f_x a força na direção *in-line* por unidade de comprimento, C_D e C_A os coeficiente hidrodinâmicos de arrasto e massa adicional. U_c , u e $\dot{x}$ são nesta ordem a velocidade da correnteza, velocidade da partícula da água devido à onda e velocidade de deslocamento do *riser*, a partir das quais é feito o cálculo da velocidade relativa entre o fluido externo e a estrutura do *riser*, que faz o acoplamento da direção *in-line* com a direção transversal $|V_r| = \sqrt{(u + U_c - \dot{x})^2 + \dot{y}^2}$, onde $\dot{y}$ é a velocidade na direção transversal. Por fim, $A_I = \rho \pi D_0^2 / 4$ e $A_D = \rho D_0 / 2$, onde D_0 representa o diâmetro externo do *riser*.

Na direção transversal é considerada a força de VIV (Vortex Induced Vibrations), que ocorre devido ao desprendimento alternado de vórtices, provocado pelo fenômeno da separação da camada limite que ocorre na seção transversal do *riser*. As forças na direção transversal são estimadas como apresentado na Equação 3 (Morooka *et al.*, 2006).

$$f_y = \frac{1}{2} \rho ((u - \dot{x}) + U_c)^2 D_0 C_L \cos(2\pi \bar{f}_s t + \phi) - C_D A_D |V_r| \dot{y} - C_A A_I \ddot{y} \quad (3)$$

sendo, f_y a força transversal total por unidade de comprimento do *riser*, $\dot{y}$ e $\ddot{y}$ respectivamente a velocidade e a aceleração na direção transversal do *riser*, C_L o coeficiente de *lift*; ϕ a fase da força transversal e $\bar{f}_s$ a frequência média de desprendimento de vórtices.

Neste sentido, considerando a massa, amortecimento e rigidez para cada elemento de *riser*, o comportamento dinâmico do *riser* é descrito por um conjunto de equações em forma matricial para calcular os deslocamentos na direção *in-line* (Equação 4) e na direção transversal (Equação 5).

$$[M]\{\ddot{x}\} + [B]\{\dot{x}\} + [K]\{x\} = \{F_x\} \quad (4)$$

$$[M]\{\ddot{y}\} + [B]\{\dot{y}\} + [K]\{y\} = \{F_y\} \quad (5)$$

sendo, $[M]$ a matriz de massa virtual do *riser*, $[B]$ a matriz de amortecimento estrutural e amortecimento potencial do escoamento e $[K]$ a matriz de rigidez do *riser*. F_x e F_y são respectivamente, as forças na direção *in-line* e transversal no elemento de *riser*. (Martins *et al*, 2003).

Na análise de tensão extrema, verifica-se se a tensão equivalente de Von Mises ultrapassa a tensão admissível do *riser*. A tensão equivalente de Von Mises é definida como a tensão de tração uniaxial que cria uma energia de distorção equivalente a energia de distorção gerada pelas tensões aplicadas (Norton, 2006). O cálculo da tensão de Von Mises foi feito seguindo-se a norma API (1993), apresentado de forma mais detalhada na norma API (1998), conforme a seguir:

$$\sigma_{eq} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{pr} - \sigma_{p\theta})^2 + (\sigma_{p\theta} - \sigma_{pz})^2 + (\sigma_{pz} - \sigma_{pr})^2} \quad (6)$$

sendo, σ_{pr} , $\sigma_{p\theta}$ e σ_{pz} , respectivamente a tensão radial, *hoop* e axial na parede do *riser*, como ilustrado na Figura 4.

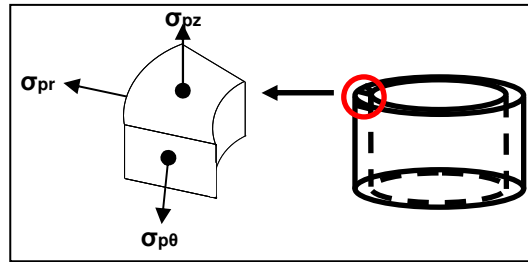


Figura 4 – Tensões locais na parede do *riser*.

Como apresentado em Tsukada (2006), a tensão axial, dada pela Equação 7 é predominante no cálculo da tensão de Von Mises (API,1998). A tensão axial será calculada na superfície externa do *riser* como segue:

$$\sigma_{pz} = \frac{T}{A_s} + \frac{M}{I} \frac{D_0}{2} \quad (7)$$

sendo, T a tração real do *riser*, M o momento fletor e I o momento de inércia de área. O primeiro termo da direita da equação foi denominado tensão devido à tração do *riser* e o segundo termo de tensão devido ao momento fletor.

4. RESULTADOS

Os resultados foram obtidos através de simulação numérica no domínio do tempo, com a finalidade de analisar o comportamento estrutural mecânico do *riser* durante a operação de instalação de *risers* e descida de BOP e SDS. Os cálculos foram feitos para um *riser* engastado no topo e solto na sua extremidade inferior, como ilustra a Figura 5.

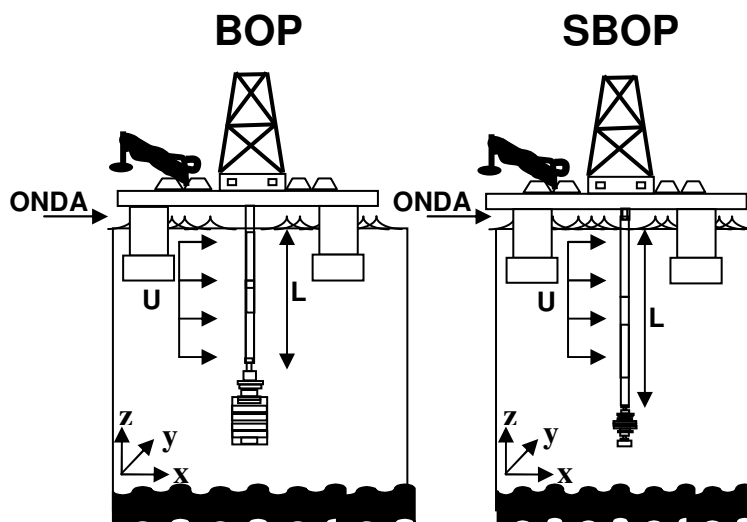


Figura 5 – Esquema de descida do BOP e do SDS (SBOP).

Na Figura 5, o comprimento de *riser* descido é L , e a velocidade de correnteza do mar é U .

A geometria e configurações para o *riser* do sistema de perfuração marítimo utilizando o SBOP foram obtidos de Brander, *et al* (2004), enquanto para o *riser* do sistema de perfuração marítimo convencional assumiu-se a geometria e configuração apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 – Geometria e configuração do *riser* para o sistema de perfuração marítimo utilizando o SBOP e o sistema de perfuração marítimo convencional.

	Diâmetro Externo [m]	Diâmetro Interno [m]	Classe do Material	Densidade [kg/m ³]	Tensão de Escoamento [Pa]
SBOP	0,3397	0,3136	P110	8.006	759×10^6
Convencional	0,5334	0,4857	H040	7.860	408×10^6

A simulação foi realizada mantendo-se o comprimento do elemento do *riser* igual a aproximadamente 9,5 m, tanto para o *riser* do sistema convencional como para o *riser* do sistema com o SBOP. Como este pode ser considerado um estudo preliminar sobre o assunto e para facilitar a modelagem considerou-se o SDS e o BOP como um elemento de massa concentrada no último elemento do *riser*, porém com propriedades diferentes. As propriedades do SDS e do BOP podem ser vistas na Tabela 2.

Tabela 2 – Geometria e configuração considerada na simulação para o SDS e o BOP.

	Diâmetro Externo [m]	Diâmetro Interno [m]	Densidade [kg/m ³]	Massa [kg]	Módulo de Elasticidade [Pa]
SDS	0,3397	0,3136	275.246	35×10^3	210×10^9
BOP	0,5334	0,4857	827.547	300×10^3	210×10^9

Para simplificar a simulação não foi adotada a junta flexível sobre o BOP para o sistema de perfuração convencional, como apresentado na Figura 1, e nem a Stress Joint para o sistema de perfuração com o SBOP, como apresentado na Figura 2. Além disso, também foram desconsiderados outros aparatos como o supressor de vórtices, flutuadores, entre outras coisas. Em resumo considerou-se apenas o *riser* e o SDS ou BOP. Dados adicionais sobre os parâmetros de simulação podem ser visto na Tabela 3.

Tabela 3 – Parâmetro de simulação do *riser*

Densidade da Água do Mar	1.025 kg/m ³
Densidade do Fluido de Perfuração	1.200 kg/m ³
Amortecimento Estrutural	0,03
Número de Strouhal	0,20
C_L	1,20
C_D , C_M	1,00
Tempo de Simulação	2000 s

A Figura 6 apresenta os resultados da simulação da descida do BOP e do SDS para um perfil de correnteza marítima uniforme da superfície ao fundo do mar com velocidade constante de 0,5 m/s. Estes resultados foram obtidos a partir de varias simulações, na qual variou o comprimento L do riser, mantendo-se constante os outros parâmetros de simulação. Para permitir uma análise comparativa entre o sistema de perfuração marítimo convencional e o sistema de perfuração marítimo com o SBOP optou-se por considerar em cada simulação apenas o deslocamento do BOP ou SDS (Figura 6a) e a tensão equivalente de Von Mises no topo do riser (Figura 6b).

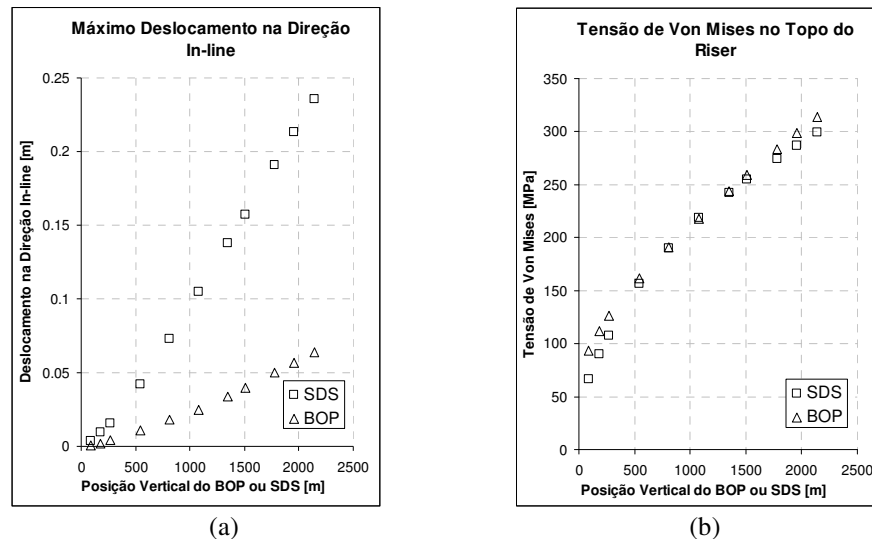


Figura 6 – Gráficos de deslocamento do BOP e SDS (a) tensão equivalente de Von Mises no topo do riser (b) com o aumento de L .

A Figura 6a mostra que para um carregamento ambiental de correnteza uniforme, conforme L aumenta, os deslocamentos do BOP e do SDS na direção *in-line* aumentam. Comparativamente, o SDS apresentou deslocamentos maiores que o BOP, primeiro porque a rigidez do riser do SDS é menor se comparada a rigidez do riser do sistema convencional e segundo, pois durante a operação de descida destes equipamentos, o riser é tracionado apenas pelo seu próprio peso e o peso do BOP ou SDS, como o BOP e o riser utilizado no sistema convencional são mais pesados que o SDS e seu respectivo riser, o peso do equipamento pendurado aumenta a tração do riser, diminuindo o momento fletor sobre o riser, que faz com que o sistema convencional apresente menor deslocamento.

A Figura 6b apresenta a variação da tensão equivalente de Von Mises no topo do riser de acordo com o aumento de L . Através de algumas simulações realizadas variando o ângulo sobre a seção transversal do riser (Figura 3) que define o ponto onde é calculada a tensão equivalente de Von Mises (Figura 4), detectou-se que as tensões de Von Mises variam muito pouco com a variação deste ângulo, devido à predominância da tensão axial, que é uma tensão normal ao plano da seção transversal no cálculo da tensão equivalente de Von Mises. O cálculo da tensão equivalente de Von Mises apresentado neste trabalho foi feito para um ângulo de 60 graus, na parede externa do riser, na região de topo do riser (local onde o riser está engastado na plataforma), definido como ponto P na Figura 3.

A Figura 7 apresenta que para pequenos comprimentos de riser (menor que 500 m), a tensão axial do riser com o BOP é maior que para o riser com o SDS (Figura 7c), devido ao maior peso do BOP que faz com que o primeiro termo da Equação 7 relativo a tensão devido a tração do riser seja maior (Figura 7b). E adicionalmente, o segundo termo da Equação 7, relativo as tensões devido ao momento fletor são pequenas (Figura 7a). Por consequência, observa-se que a tensão equivalente de Von Mises no topo do riser para a operação do sistema convencional é maior (Figura 6b).

No entanto, o sistema com SBOP possui um riser de menor diâmetro e conseqüentemente com menor momento de inércia de área. Isto faz com que o segundo termo da Equação 7 relativo à tensão devido ao momento fletor seja maior se comparado ao sistema convencional (Figura 7a). Esta maior tensão faz com a tensão axial do sistema com SBOP alcance a tensão axial do sistema convencional num comprimento de cerca de 500 m (Figura 7c), apesar do sistema convencional possuir uma maior tensão devido a tração para todos os casos simulados (Figura 7b).

Para comprimentos de riser maiores que 1500 m, observa-se que a tensão devido ao momento fletor para o riser com o SDS está estabilizada (Figura 7a). Uma possível causa seria que o aumento da tração, causado pela

adição de seções de *riser*, causando a diminuição do momento fletor no topo do *riser*. Este fenômeno torna a tensão axial no topo do *riser* menor para o sistema com o SBOP que para o sistema convencional.

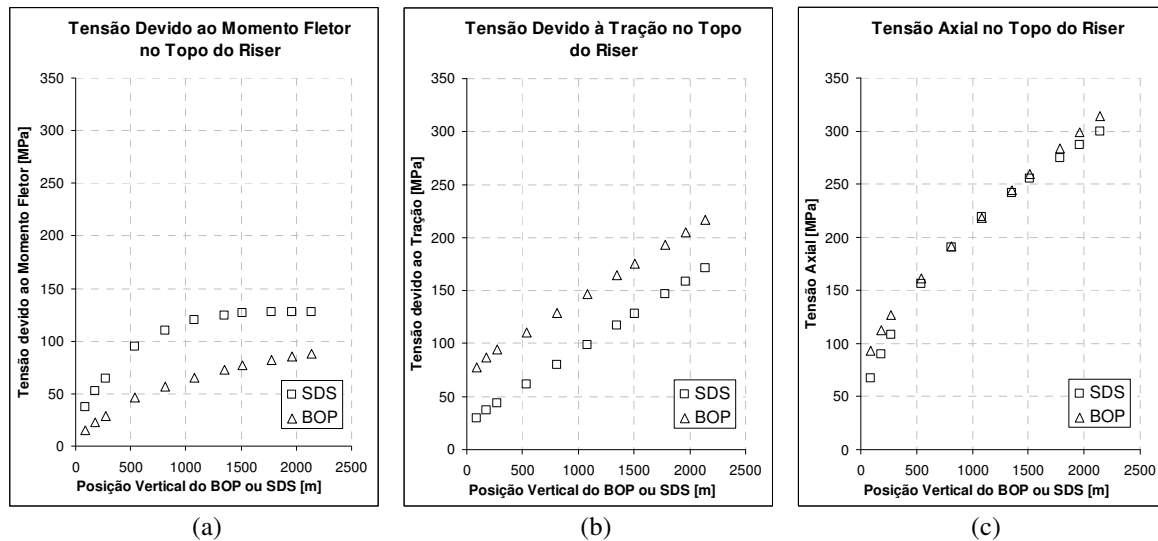


Figura 7 –Gráficos da tensão devido ao momento fletor no topo do *riser* (a), tensão devido à tração no topo do *riser* (b) e tensão axial no topo do *riser* (c) com o aumento do comprimento do *riser* (L).

5. CONCLUSÃO

Neste trabalho foi feita uma análise preliminar do comportamento estrutural do *riser* em uma operação de descida e instalação de *risers*, BOP e SDS para o sistema de perfuração marítimo convencional e o sistema de perfuração com o SBOP. Os resultados foram obtidos para uma configuração simplificada, considerando-se a massa do BOP e do SDS concentrada no extremo inferior do *riser*, com objetivo de se avaliar o efeito do peso de um BOP ou do SDS. Cálculos foram realizados através de simulação numérica variando-se o comprimento de *riser* descido (L), para o caso de corrente marítima uniforme.

Para as condições estudadas, nenhum dos sistemas marítimos de perfuração apresentaram resultados que inviabilizassem a operação, isto é, os deslocamentos e tensões equivalentes de Von Mises apresentaram-se dentro dos limites, conforme estabelecido pelas principais normas do projeto de *risers*.

O deslocamento do SDS do sistema de perfuração com o SBOP é, em geral, maior do que no *riser* com sistema de perfuração convencional tracionado pelo peso do BOP.

A tensão equivalente de Von Mises no topo do *riser* (local ao qual o *riser* está preso na plataforma) é influenciada principalmente pela tensão axial. Além disso, em pequenos comprimentos de *riser* (menor de 500 m), a tensão axial é maior para o sistema convencional do que o sistema com SBOP devido aos maiores pesos do BOP e do *riser*. No entanto, conforme o comprimento do *riser* aumenta, às tensões devido ao momento fletor para o *riser* com o SDS são maiores do que para o sistema convencional com BOP. As tensões devido ao momento fletor do sistema com SDS são maiores devido ao baixo momento de inércia de área.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer Agencia Nacional de Petróleo (PRH15-ANP), CNPq e FINEP (CTPetro) e Petrobras.

REFERÊNCIAS

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Washington. API Recommended Practice 16Q, "Design, Selection, Operation and Maintenance of Marine Drilling *Riser* Systems", Washington, 1993, 48p.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Washington. API Recommended Practice 2RD, "Design of *Riser* for Floating Production System and Tension Leg Platforms", Washington, 1998, 163p.
- AZANCOT, P., MAGNE, E., ZHANG, J., Surface BOP – Management System & Design Guidelines. In: IADC/SPE Drilling Conference, 2002, Texas (U.S.A.), Houston: International Association of Drilling Contractors, Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2002, IADC/SPE 74531.

- BRANDER, G., MAGNE, E., NEWMAN, T., TAKLO, T., Mitchell, C., Drilling in Brazil in 2887m Water Depth Using a Surface BOP System and a DP Vessel. In: IADC/SPE Drilling Conference, 2004, Texas (U.S.A.), Houston: International Association of Drilling Contractors, Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2004, IADC/SPE 87113.
- BRUNT, G.; ELSON, S.; NEWMAN, T.; TOUDOUZE, P., Surface BOP: Equipment Development for Extending the Water Depth Capability of a D.P. Semisubmersible to 10,000ft and Beyond. In: IADC/SPE Drilling Conference, 2004, Texas (U.S.A.), Houston: International Association of Drilling Contractors, Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2004, IADC/SPE 87109.
- FERRARI JR., J.A. AND BEARMAN, P.W., “Hydrodynamic Loading and Response of Offshore Risers”, OMAE 1999, 18th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, 1999, St John's, Canada.
- MARTINS, F. P., KUBOTA, H. Y., MOROOKA, C. K., FERRARI, JR., J. A., RIBEIRO, E. J. B., Estudo do Comportamento Dinâmico “In-line” e Transversal de “Riser” Rígido de Produção, In: Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, 2º, 2003, Rio de Janeiro. Article number 2065.
- MOROOKA, C. K., COELHO, F. M., RIBEIRO, E. J. B., FERRARI, J. A., FRANCISS, R., Dynamic Behavior of Vertical Riser and Service Life Reduction., In: International Conference of Offshore Mechanics and Arctic Engineering (OMAE 2005), 24th, 2005. Halkidiki (Greece).
- MOROOKA, C. K., COELHO, F. M., MATT, C. G. C., FRANCISS, R., A Time Domain Simulation Tool for Rigid Riser's Design. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, 2006, Rio de Janeiro (Brazil), Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, 2006, IBP 1420_06.
- NORTON, R. L., 2006, “Projeto de Máquina”, 2nd edition. Porto Alegre: Bookman.
- TSUKADA, R. I., Estudo Comparativo entre Sistemas de Perfuração utilizando BOP Submarino e BOP de Superfície em Poços Marítimos, Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Dezembro 2006.

RISER AND BOP INSTALATION ANALYSIS IN OFFSHORE DRILLING RIGS

During the drilling operation, the Blowout Preventer is one of the most important drilling equipment. The BOP is a piece of safety equipment used to control kicks in offshore drilling operations. A kick is a phenomenon that can occur during the drilling, when the well reaches a high pressure formation. The differential of pressure between the well and formation causes the influx of fluid from the formation into the well and the increasing of pressure in the bottom of the well, which may result in the unrestrained flow of fluids from the well to the surface, inducing a blowout.

Furthermore, usually offshore drilling operations in deepwater, the BOP is placed on the sea floor. However this procedure has been shown to be one of the biggest restraints in the drilling operation. The drilling operation can not continue without the correct installation of the BOP, which can be very time consuming.

Due to these problems, some petroleum companies are developing a technology called the Surface Blowout Preventer (SBOP) for drilling operations in deepwater. According to the literature, this application can be very favorable. It has demonstrated promising safety aspects for the crew and the environment. It reduces the duration of the drilling operation of offshore wells, and consequently, diminishes the operational cost of the drilling procedure. And also, permits the use of thinner and lighter riser which allows the use of smaller rigs.

The objective of this work is to study the mechanical behavior of the drilling riser during the riser installation through dynamic analyses of drilling riser. For the standard drilling system, the BOP is hanged by the bottom of the drilling riser during this operation. And in the drilling systems using the SBOP in the bottom of the riser is connected the SDS (subsea disconnect system), which based in literature weights ten times less.

The result will be obtained from computational simulation. The mechanical structural behavior of the riser will be calculated by Finite Element Method (FEM), considering loads provides from the currents and waves.

Drilling riser, Drilling operation, Offshore drilling systems

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.