

CÁLCULO DE COMPOSIÇÃO DE FUNDO NA PERFURAÇÃO DE UM POÇO PETROLÍFERO DO CAMPO DE TIGRE - BACIA SERGIPE-ALAGOAS

CARLOS Victor Marques de Araújo Farias (1); GABRIEL Felipe Brito de Melo (1); PEDRO Paulo Omena Pontes de Miranda (2); KARLOS Manoel Viana Gomes (3); Marcos Antônio Costa Júnior (4)

CENTRO UNIVERSITÁRIO TIRADENTES –UNIT AL, carlosvictor-14@hotmail.com

Resumo: O projeto de perfuração de um poço petrolífero é constituído de diversas etapas, sendo uma das mais importantes a definição das fases do mesmo, ou seja, as profundidades em que as sapatas dos revestimentos serão assentadas e cimentadas. Os dados de uma janela operacional, são provenientes de ensaios sísmicos, informações de poços adjacentes e correlações elaboradas. A análise desta é uma etapa bastante significativa nessa fase do projeto, tendo em vista que a mesma contém as informações necessárias para que se efetue a perfuração de modo seguro, bem como indícios a respeito da localização das jazidas de hidrocarbonetos mais significativas. Posteriormente, tem-se a escolha de outros aspectos técnicos, como o tipo de broca, a composição do *bottom hole assembly (BHA)* e tipos de revestimentos para as respectivas zonas a serem completadas. O estudo baseia-se no Campo de Tigre, localizado na Bacia de Sergipe-Alagoas, e visa à montagem de um *BHA* que se adeque bem ao campo em questão, e dos demais aspectos técnicos relacionados à atividade, levando em consideração a litografia do mesmo, sendo possível definir, inclusive, o tipo de broca a ser utilizada na perfuração do poço.

Palavras-chave: Janela Operacional., Perfuração., Bottom Hole Assembly., Projeto de Poço.

1. INTRODUÇÃO

A perfuração é a atividade responsável pelo acesso da superfície até o reservatório, tendo o objetivo, direto ou indireto, de produzir petróleo de forma segura e econômica. A perfuração de poços pode ser realizada a fim de atender às solicitações das áreas de geologia e de reservatórios (THOMAS, 2004).

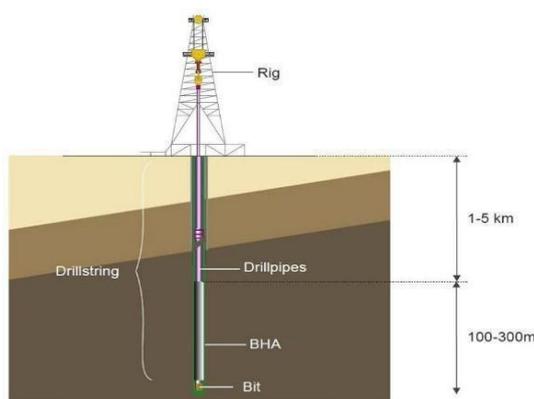
A perfuração de um poço exige uma grande quantidade de energia sobre a broca para que seja possível cortar as formações rochosas. Essa energia, transferida às rochas através da rotação e do peso aplicado sobre a broca, provoca a ruptura da formação e a sua consequente desagregação em forma de cascalhos, que são carregados pelo fluido de perfuração até a superfície (FLORIANI, 2014).

1.2 COMPOSIÇÃO DE FUNDO – BHA

Compor uma coluna de perfuração é uma das atividades mais importantes da perfuração de poços, pois esta é quem determinará se o poço irá ganhar, manter ou perder ângulo. O termo coluna de perfuração é usado para descrever os tubulares e acessórios nos quais a broca é executada na parte inferior do poço, e possui os objetivos de suspender a broca, transmitir torque rotativo da *kelly* a broca e por fim fornecer um canal para a circulação do fluido de perfuração para a broca.

A coluna de perfuração consiste de tubos de perfuração, colunas de perfuração, *kelly* e vários outros equipamentos, como estabilizadores e alargadores, que estão incluídos na coluna de perfuração logo acima da broca (Figura 1). As colunas de perfuração e o outro equipamento que é composto logo acima da broca são chamados coletivamente de composição de fundo de poço (*BHA - Bottom Hole Assembly*) (ROCHA et al, 2011).

Figura 1: Representação da coluna de perfuração.



Fonte: Adaptado de University of Aberdeen, 2017.

Os *Drill Collars* (DC – Comandos) são elementos tubulares fabricados em aço forjado, usinados e que possuem alto peso linear devido à grande espessura de parede (THOMAS, 2004). Suas principais funções são prover peso sobre a broca e rigidez à coluna, permitindo um maior controle da trajetória do poço. A conexão entre esses elementos é feita por uniões rosqueáveis e usinadas, diretamente no corpo do tubo.

Segundo Thomas (2004), os tubos de perfuração, ou *Drill Pipes* (DP), são tubos de aço sem costura. Eles possuem um tratamento interno, com aplicação de resinas, com objetivo de diminuir o desgaste interno e a corrosão. Nas extremidades, possui conexões cônicas, denominadas *tool joints*, soldadas ao seu corpo.

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

www.conepetro.com.br

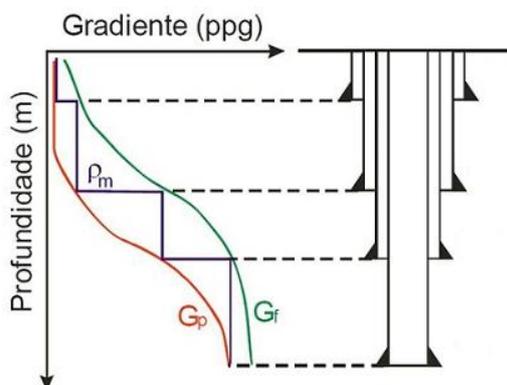
Os *Heavyweight Drillpipes* (HWDP – Tubos Pesados) são tubos de aço forjado e usinados que possuem, normalmente, o mesmo diâmetro externo dos *Drill Pipes* comuns, entretanto, têm uma parede mais espessa. Esses tubos possuem a função principal de promover uma mudança gradual de rigidez da coluna, uma vez que, se há uma mudança de rigidez brusca a possibilidade de falha da coluna de perfuração por fadiga aumenta (THOMAS, 2004). Além disso, pode-se utilizar esses tubos pesados para dar peso à broca.

Os estabilizadores são ferramentas que dão maior rigidez à coluna e, por terem diâmetro igual ao da broca, ajudam a manter o diâmetro do poço. Suas principais funções são estabilizar a composição de fundo (*BHA*), controlar o desvio do poço, manter os comandos no centro do poço e reduzir a vibração lateral, e prevenir a prisão por diferencial de pressão e desgaste dos comandos (ROCHA et al, 2011).

1.3 JANELA OPERACIONAL

A determinação da janela operacional, e seus principais componentes: pressão de poros e de fratura são fundamentais para elaboração do *design* do poço, obtidos através de ensaios sísmicos, informações de poços adjacentes e correlações elaboradas. A partir destes dados, é possível elaborar o programa do poço a fim de otimizar o tipo de fluido a ser utilizado e a tecnologia da composição de fundo-*BHA*, com o objetivo de garantir que a pressão de fundo (*Bottom Hole Pressure, BHP*) fique entre a pressão de poros e fratura, durante todo o processo de perfuração (Figura 2). Apesar do sucesso dos projetos desenvolvidos na indústria, desde o início das manobras até a finalização da fase de perfuração na profundidade final, fatores como: a natureza empírica das correlações existentes, falta de dados dos poços exploratórios, limitação dos dados de ferramentas de perfilagem e resolução dos testes sísmicos, impedem a impedem a viabilidade e o progresso da determinação de margens operacionais eficientes (PICCOLO et al. 2014).

Figura 2 – Esquema ilustrativo de uma janela operacional.



Fonte: Adaptado de GTEP, 2018.

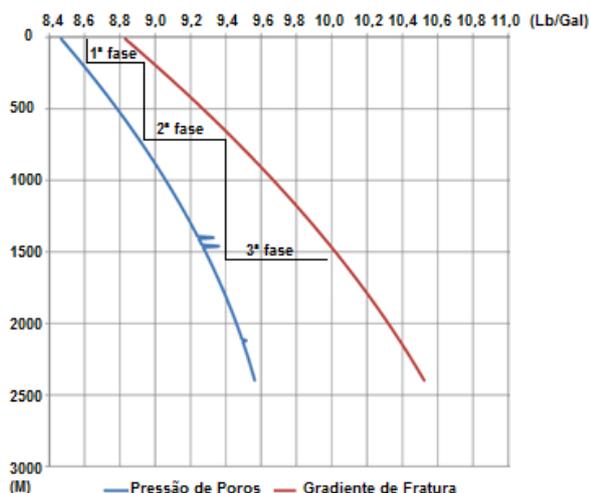
Este projeto tem como função determinar os fatores fundamentais para elaboração da janela operacional a partir dados obtidos da sísmica e dos campos vizinhos. Bem como desenvolver por meio das equações empíricas, gráfico correspondente à janela operacional do poço a ser projetado e determinar as melhores estratégias para perfurar o poço de forma eficaz e segura.

2. METODOLOGIA

A priori, definiu-se o Campo de Tigre (situado na Bacia de Sergipe-Alagoas) para a realização do estudo, devido à cessão da janela operacional por parte da Ubuntu Treinamentos S/A. O número de fases a serem perfuradas e as linhas guias de assentamento das sapatas foram estabelecidos de acordo com as curvas de pressão de poros e gradiente de fratura, adotando-se um fator de segurança de 10% em relação às mesmas, a fim de garantir uma maior segurança à operação.

Através da análise da janela operacional, verificou-se que as profundidades finais de cada fase correspondem aproximadamente a 200 m (656 ft), 700 m (2296 ft) e 1550 m (5085 ft), estando os alvos em potencial - reservatórios - localizados nas profundidades de 1415 m e 1475 m.

Figura 3 – Janela Operacional do Campo de Tigre



Fonte: Ubuntu Treinamentos, 2017.

Posteriormente, definiu-se os diâmetros das brocas e revestimentos utilizados em cada fase do poço, com base nos diâmetros usualmente utilizados nas atividades de perfuração em território brasileiro.

Quadro 1 - Dados referentes às fases a serem perfuradas

Fases	Diâmetro da Broca (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Profundidade Total (ft)
1ª fase	17 ½"	13 ¾"	656 ft
2ª fase	12 ¼"	9 ⅝"	2296 ft
3ª fase	8 ½"	7"	5085 ft

De acordo com o sumário executivo do campo, fornecido por (ANP 2009), as principais acumulações do Campo de Tigre constituem-se de carbonatos da formação Muribeca. Assim, optou-se pela utilização de brocas do tipo *PDC (Polycrystalline Diamond Compact)*, devido a cortarem por esmerilhamento e terem um melhor rendimento, considerando a geologia do campo.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

www.conepetro.com.br

A densidade da lama de perfuração foi encontrada através da interpretação da janela operacional. Devido à última fase apresentar o maior *BHA* e, evidentemente, a maior carga total, determinou-se a utilização de uma broca do tipo *PDC* com *WOB* (Weight On Bit) de 35000 lb. De posse de tal informação, montou-se o *BHA* final, ou seja, aquele que conecta a superfície ao local de assentamento da última sapata, de acordo com o quadro 2:

Quadro 2 - Informações do projeto

<i>MW</i> (Densidade da Lama)	9,2 lb/gal
<i>BF</i> (Fator de Flutuabilidade)	0,859542
<i>WOB</i> (Peso no fundo)	35000 <i>lb</i>
Fator de segurança	1,1
Peso da Coluna (<i>WOB</i> x Fator de Segurança)	38500
Peso da coluna no ar: $\frac{WOB \times \text{Fator de Segurança}}{BF \times \text{Cos}\theta}$	44791,3

Vale frisar que, devido ao caráter vertical do poço, utiliza-se $\Theta = 0^\circ$ no cálculo do peso da coluna no ar, que precisa ser maior devido à interferência do empuxo gerado pelo fluido de perfuração, a fim de proporcionar um melhor controle de poço, evitando *kicks* e, evidentemente, um possível *blowout*. Após encontrar o valor da relação de peso no fundo e dividi-lo pelo fator de fluabilidade obtém-se o valor em pés (*ft*) para, em seguida, saber quantos *drill collars* serão necessários para compor o *BHA*, conforme figura 4. De acordo com as informações técnicas contidas em Weatherford (2002):

Figura 4 - Composição de Fundo (Seções de *DC*)



Fonte: Acervo do autor

Dessa forma, tendo em vista que a densidade do *DC* equivale a 150 *lb/ft*, tem-se um total de 298 *ft*, considerando o peso da coluna no ar. Como

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

www.conepetro.com.br

cada *DC* possui 30 *ft* de comprimento, precisar-se-á, teoricamente, de 10 *drill collars (DC)* para compor os 298 *ft* do *BHA*. É importante ressaltar que o *drilling jar* precisa estar entre 2 *drill collars* para compor uma seção de *DC*. Há que se considerar, todavia, que o *drilling jar* é utilizado na parte central de 1 seção de *DC*. Assim, na prática, utilizar-se-á 4 seções de *DC*, devido à última seção ser composta pelo *drilling jar*, sendo necessário adicionar mais 1 *drill collar*.

Na sequência, para completar o *BHA*, tem-se 2 seções de *HWDP* (tubos pesados), para conferir uma maior estabilidade e evitar ganhos de ângulo durante a perfuração, e 51 seções compostas por *drill pipes*, visto que, usualmente, é com esse equipamento que se preenche o restante da coluna após a inserção dos *DC* e *HW*. Destarte, considerando que as seções, tanto de *DC*, como de *HWDP* e *drill pipes*, possuem cerca de 90 *ft* cada, a composição final da coluna será de: 360 *ft* + 180 *ft* + 4590 *ft*.

4. CONCLUSÃO

Com base na análise da configuração do poço e dos equipamentos necessários para sua montagem, o desenvolvimento da sequência operacional caracterizada por: 4 seções de *DC*, 2 seções de *HW* e 56 seções de *DP*, atendem às características tanto da janela operacional do poço, como do controle do mesmo e também ao desenvolvimento produtivo dos reservatórios portadores de hidrocarbonetos.

Considerando-se as variáveis e a interpretação dos cálculos, definiu-se que a perfuração do poço na bacia de Sergipe-Alagoas (SEAL) seria efetuada com brocas PDC, mais adequadas para a formação geológica em estudo. Sendo assim, desenvolveu-se o poço em 3 fases, com objetivo de produzir através de 2 reservatórios, situados a 1415 m e 1475 m de profundidade.

5. AGRADECIMENTOS

Agradecemos primeiramente a Deus, por ter nos dado o dom da vida e condições para a realização do presente estudo. Agradecemos ainda ao engenheiro Leonardo Pacheco, instrutor do curso de noções de perfuração, pela empresa Ubuntu Treinamentos, que nos forneceu a janela operacional do Campo de Tigre, bem como conhecimentos a respeito de perfuração de poços de petróleo. Por fim, nossa gratidão ao professor Marcos Antônio Costa Júnior, por todo o apoio, paciência e disponibilidade.

6. REFERÊNCIAS

ANP-Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Sumário Executivo de desenvolvimento do campo de Tigre.** Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/Dados_de_EP/Tigre.pdf>. Acesso em: 08/07/2018.

FLORIANI, L. G. **Estudo dos custos da perfuração direcional e da perfuração vertical.** UFRN- Rio Grande do Norte, 2014.

GALA, D. M.; TORALDE, J. S. **Managed Pressure Drilling 101: Moving Beyond “It’s Always Been Done That Way”.** SPE International. Disponível em: <<https://www.spe.org/en/twa/twa-article-detail/?art=645>>. Acesso em: 01/07/2018.

Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo - GTEP. **Hidráulica de Poços.** 2018 Disponível em: <http://www.gtep.civ.puc-rio.br/Hidraulica_de_pocos.aspx>. Acesso em: 06/07/2018.

PICCOLO, B.; SAVAGE, P.; PINKSTONE, H; LEUCHTENBER, C. **Verification of Pore and Fracture Pressure Margins during Managed Pressure Drilling,** SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, 2014.

ROCHA, L. A. S.; AZUAGA, D.; ANDRADE, R; VIEIRA, J. L. B.; SANTOS, O. L. A. **Perfuração Direcional.** 3. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2011.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

University of Aberdeen. **Modelling and Analysis of BHA and Drill-String Vibrations,** 2017. Disponível em: <<https://www.abdn.ac.uk/engineering/research/modeling-and-analysis-of-bha-and-drillstring-vibrations-149.php>>. Acesso em: 10/07/2018.

Weatherford. **TECHNICAL DATA HANDBOOK,** 2002. Disponível em: <<https://www.weatherford.com/en/products-and-services>>. Acesso em: 06/07/2018.