

COMPARAÇÃO ENTRE JANELAS OPERACIONAIS DE POÇOS ONSHORE E OFFSHORE: ANÁLISE DAS DIFERENÇAS DE FATORES ATRELADOS A SUAS CURVAS LIMITANTES

Diego de Magalhães ¹
Laís Barth Schnorrenberger ²
Catherine Gayer Ollermann ³
Larissa Pinheiro Costa ⁴

RESUMO

A perfuração de poços de petróleo é uma atividade extremamente complexa que exige grande planejamento devido aos riscos e custos envolvidos. Nesse sentido, o projeto de poço é quem vai garantir e guiar essa operação, definindo várias características envolvidas no processo de perfuração. Um projeto de poço bem estruturado, com estimativa das geopressões para a construção de uma janela operacional permite a redução de incertezas e pode evitar problemas, como por exemplo a perda de circulação ou ocorrência de *kicks*. Com base nesse princípio, o presente estudo analisou as diferenças entre poços *onshore* e *offshore*, principalmente no que se refere a escolha de fluidos e assentamento de sapatas, através da comparação entre janelas operacionais de poços reais situados em bacias sedimentares brasileiras, encontrados mediante pesquisa bibliográfica. Após análise, verificou-se que os poços *offshore* possuem uma maior complexidade, exigindo um maior número de fases de assentamento e com uso de fluidos com aditivos mais específicos que possibilitem uma melhor performance no ambiente proposto. Além dessas características, visualizou-se também que as janelas operacionais de poços *offshore* são mais estreitas quando comparadas aos poços *onshore* decorrente principalmente das significativas diferenças de profundidade, pressões e temperaturas encontradas.

Palavras-chave: Janela operacional, Fluido de perfuração, Assentamento de sapatas.

INTRODUÇÃO

O projeto de poço é de grande complexidade, exigindo um amplo conhecimento geofísico e geológico, como as estimativas de geopressões e aspectos geomecânicos da litologia. Tais fatores são de extrema relevância para a escolha do fluido de perfuração e a

¹ Graduando do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal - UFPel, diego.1993.rj@gmail.com;

² Graduando pelo Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal - UFPel, laisbarth@gmail.com;

³ Graduando do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal - UFPel, catherine.gayer@gmail.com;

⁴ Professor orientador: Doutora em Oceanografia Física, Química e Geológica, Universidade Federal do Rio Grande - RS, larissap.costa@hotmail.com.

compreensão do comportamento da formação que se deseja perfurar, com o intuito de diminuir os riscos e acidentes durante a operação de perfuração e produção do poço.

Segundo Conte *et al.* (2016), o estudo das geopressões é de suma importância na perfuração de poços, visto que é uma das principais causas para os problemas operacionais. De acordo com Rocha & Azevedo (2009), as geopressões podem ser estimadas através da pressão de sobrecarga, de poros e fratura, e um erro nessas estimativas pode vir a causar sérios problemas como *kicks* e até mesmo *blowouts*.

A janela operacional caracteriza-se como uma ferramenta importante para o desenvolvimento de poços de petróleo, contribuindo na escolha de sua trajetória, assentamento de sapatas, bem como na escolha do fluido de perfuração e revestimento. A janela operacional é obtida pela pressão de fratura e a de poros que a limitam na parte superior e inferior, respectivamente (ADAMS, 1985; ROCHA & AZEVEDO, 2009). Assim, uma boa base de dados ou estimativa desses irá proporcionar uma maior credibilidade e confiança, tornando a operação segura e evitando problemas relacionados à instabilidade do poço. Destaca-se ainda, que diferentes ambientes possuem condições distintas em diversos aspectos, como litologia e pressões atuantes, fazendo com que sejam estimadas diferentes janelas operacionais para cada caso e conseqüentemente, escolhas distintas, principalmente com relação aos fluidos de perfuração e estrutura do poço.

Diante dessa premissa, o presente estudo busca analisar janelas operacionais de poços *onshore* e *offshore*, avaliando a influência da litologia na construção destas e suas diferenças, principalmente, com relação ao assentamento de sapatas, fluido de perfuração e seu respectivo peso específico. Para isso, foram utilizadas quatro janelas operacionais desenvolvidas por seus autores, a partir de dados reais, sendo duas dessas de poços *onshore*, situados na Bacia do Solimões e outra em um campo Escola na Bacia Potiguar e duas de poços *offshore*, localizados na Bacia do Ceará e na Bacia Sergipe-Alagoas. A Figura 1 abaixo, mostra as bacias sedimentares existentes no território brasileiro e encontram-se em destaque as bacias citadas acima.

(2016), a bacia apresenta uma significativa zona anormalmente pressurizada, com uma litologia marcada por soleiras de diabásio, o que ocasiona em uma maior dificuldade na perfuração de poço. Entretanto, segundo Loureiro *et al.* (2019), os esforços exploratórios da bacia começaram em 1907 e dados de 2019, inferindo que a Bacia do Solimões era a terceira maior produtora de petróleo e gás natural do Brasil. Outra bacia importante no setor petrolífero, principalmente com relação a exploração *onshore*, é a Bacia Potiguar, localizada no nordeste brasileiro ela produz cerca de 51.476 bbl/dia de petróleo e 1.235 milhão de m³/dia de gás, correspondendo a 4^a maior produção total do Brasil, segundo dados de 2017 divulgados em Portella & Fabianovicz (2017). Ainda segundo os autores, seu sistema petrolífero é constituído basicamente, por folhelhos lacustres e marinho-evaporíticos, margas e arenitos.

As bacias da margem equatorial brasileira são compostas principalmente por camadas de folhelho, arenito, calcarenita e em alguns montes por siltitos e dolomita. No caso da Bacia do Ceará, que abrange uma área de aproximadamente 35.000km² com um arcabouço estrutural complexo e alto potencial petrolífero, as formações, divididas principalmente em três sub-bacias, são compostas principalmente por arenitos, tanto turbidíticos quanto fluvio-deltaicos (FAVERA *et al.* 2013).

A Bacia Sergipe–Alagoas está localizada na margem continental do nordeste brasileiro, cobrindo cerca de 35.000 km², sendo a maior parte no mar, com uma sucessão estratigráfica completa. A bacia contempla tanto águas rasas quanto profundas em sua porção offshore, entretanto, para as águas profundas, são consideradas como rocha reservatório os arenitos turbidíticos neocretácicos da Formação Calumbi, a exemplo do campo de Piranema, produtor em águas profundas em arenitos turbidíticos campaniano-maastrichtianos (HAESER, 2015).

Geopressões

Segundo Rocha & Azevedo (2009), a estimativa das geopressões são importantes para a determinação para a determinação do peso do fluido de perfuração que pode ser utilizado e as profundidades de assentamentos das sapatas. As principais geopressões atuantes são as seguintes:

- Gradiente de sobrecarga: calculado pela divisão da tensão de sobrecarga pela profundidade do poço. Ainda segundo Azevedo (2011), a tensão de sobrecarga é exercida pelo somatório dos pesos das camadas da formação e depende da profundidade, constante gravitacional e massa específica das formações.

- Pressão de poros: é a pressão do fluido contido nos espaços porosos da rocha (ROCHA & AZEVEDO, 2009). É importante para definir o peso do fluido de perfuração, já que este é responsável pela pressão exercida dentro do poço, devendo se manter controlado pois caso a pressão de poros seja maior que a pressão dentro do poço em formações permeáveis pode ocorrer um *kick* ou, caso a pressão dentro do poço for muito maior que as dos poros, poderá ocorrer o aprisionamento da coluna (SILVA, 2015).
- Pressão de colapso: de acordo com Silva (2015), é a pressão que traz como consequência a ruptura da rocha por cisalhamento, sob tensões de compressão. Há dois tipos de consequências, basicamente, sofridas pelo poço devido a falha por cisalhamento, sendo elas a redução ou aumento do diâmetro do poço, que estão diretamente relacionadas com a geologia a ser perfurada (DOMINGUES, 2003).
- Pressão de fratura: é a pressão que ocasiona a fratura da rocha por tração decorrente de alto ou baixo peso do fluido de perfuração. Pode resultar no desmoronamento das paredes do poço, podendo aprisionar a coluna de perfuração, e fratura da rocha com invasão do fluido de perfuração para a formação, podendo causar *kicks* (ROCHA & AZEVEDO, 2009).

Janela Operacional

A janela operacional determina a variação de pressão permitida ao fluido de perfuração, de modo que o mesmo não cause danos ao poço, mantendo a integridade deste respeitando as pressões de poro, fratura e colapso (ROCHA & AZEVEDO, 2009). É um item essencial em um projeto e pode ser visualizada na figura 2.

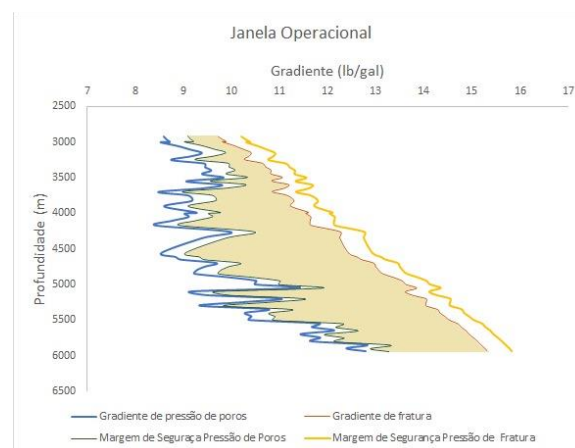


Figura 2: Exemplo de janela operacional de um poço. Fonte: Adaptado de RUIZ, 2018.

Assentamento de sapatas

O assentamento das sapatas é de suma importância no sucesso de um projeto de poço, os fatores que afetam essa operação são: objetivo do poço, poços direcionais, zonas de perda de circulação, longas extensões de poço aberto, diferencial de pressão entre o poço e a formação e margem de *riser*. Segundo Rocha & Azevedo (2009), a janela operacional pode ser utilizada como critério de assentamento de sapatas, seus limites podem ser os próprios valores utilizados pelo critério ou podem-se aplicar margens de segurança um dos limites da janela operacional ou a ambos, 0,5 lb/gal é a margem de segurança ao *kick* comumente utilizada na indústria petrolífera, sendo esse critério implementado de baixo para cima, dentro da janela operacional, como mostra a Figura 3.

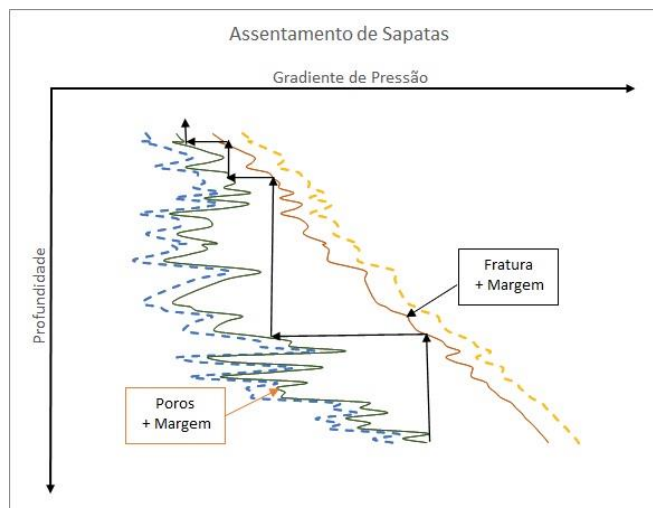


Figura 3: Critério de assentamento de sapatas baseado em janela operacional. Fonte: Adaptado de RUIZ, 2018.

Fluidos de perfuração

Segundo Caenn *et al.* (2017), os fluidos de perfuração são indispensáveis na perfuração de poços na indústria de óleo e gás pois, proporcionam torque para a broca, além de realizar a limpeza e lubrificação do poço, tornando a perfuração mais fácil e com menores danos para os equipamentos. Sendo assim, a escolha da composição certa de fluido é essencial, de modo que ele cumpra todas as funções necessárias e protegendo o poço.

De modo geral, os fluidos são classificados com base em sua composição, com enfoque no principal constituinte da fase fluante. Nesse sentido, de modo geral os fluidos são classificados em: fluidos aquosos, fluidos de base não aquosa e fluidos de base pneumática

(THOMAS, 2001). Na Tabela 1 abaixo serão mostrados com mais detalhes os fluidos à base água, visto que são mais comumente utilizados e foram base para o presente estudo.

Tabela 1: Fluidos de base aquosa:

Fluido		Princípio	Características	Utilização
Base aquosa	Não disperso	Água doce com barita	Sem o tratamento para dispersão de argila.	Zonas sem presença de argila
	Dispersado bentonítico	Utilização de <i>tinters</i>	Necessidade de controle de alcalinidade e adição de soda caustica para a manutenção do pH.	Necessidade de controle sobre as propriedades do poço enquanto ocorre a perfuração
	Tratado a cálcio	Salmoura com CaCl ₂	Efeito de controle de inchamento de argila, além de possuir alta resistência a contaminação	Auxiliar na estabilidade do poço
	Sistema de polímero	Polímero orgânico	Controle específico de propriedades.	Substituição de aditivos normais
	HPWBM	Salmoura com polímero	Utilização de aditivos específicos e aumento da estabilidade e força do poço.	Aumento da performance do poço, assim como estabilidade e taxa de penetração
	Salmoura	Alta concentração de sais	Alternativa para casos específicos, pode conter aditivos e/ou polímeros	Perfuração em zonas salinas

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Poços Onshore

A janela operacional do poço *onshore* da Bacia Solimões, desenvolvida no trabalho de Conte *et al.* (2016), corresponde em maior parte a formação Caruaru, a qual apresenta soleiras de diabásio e devido a essa característica a profundidade do poço é menor com o objetivo de manter a integridade desse. Na janela operacional há três zonas de transição de litologia visíveis, a primeira transição é marcada por um estreitamento gradativo da janela, nela encontra-se a rocha geradora e por esse motivo é feito o primeiro assentamento de sapata a 500m, o segundo assentamento foi a 700m em uma rocha reservatório, pouco depois da segunda transição. A terceira transição a mais de 1100m é caracterizada por uma litologia bastante específica, que faz com que os limites das geopressões se encontrem diminuindo drasticamente a janela operacional, impossibilitando que o poço seja mais profundo e restringindo a apenas dois assentamento de sapatas.

Com relação ao peso e o fluido de perfuração, na primeira fase seria interessante o uso de um fluido à base de água contendo aditivos pois contempla regiões onde encontram-se folhelhos

e com um peso de 14 lb/gal de forma, a respeitar a janela operacional e seu limite de segurança. Na segunda fase, uso de um fluido também à base aquosa, porém, com componentes como: agentes alcalinizantes e espessantes, bem como goma Xatana e calcário fino, para ter uma melhor efetividade visto que, a litologia, como já mencionada, apresenta soleiras de diabásio e segundo descrito na literatura, como por exemplo em Campos (2019), esse tipo de fluido seria mais adequado. Já com relação ao peso nessa segunda fase, de acordo com a janela operacional, é necessário que se utilize um peso entre 10 a 10,5 lb/gal.

A segunda janela operacional de poço *onshore* foi apresentada no trabalho de Santos (2014), localizado em um campo Escola na Bacia Potiguar. De acordo com o mesmo autor, a litologia da região onde encontra-se o poço, é composta por folhelho, arenito, encontrando-se também calcarenito, ademais, é possível encontrar perda para formação entre 114,8 m e 489,4 m. Analisando as informações que a janela apresenta, pode-se inferir três partes onde há uma variação maior, principalmente com relação ao gradiente de fratura. O assentamento de sapatas desse poço ocorreu em 70 m devido a inconsolidação da formação, em 300 m de forma a isolar a parte que ocorre perda de circulação e a 1255 m com intuito de evitar influxo de gás, já que este encontra-se presente na formação Norte, presente entre as profundidades de 859 m até 1078 m, como mencionado no estudo de Santos (2014).

Com relação ao fluido de perfuração e seu peso, de acordo com características descritas por Thomas (2001), seria interessante a utilização de um fluido de base aquosa não disperso, na fase do assentamento a 70m visto que a litologia é basicamente folhelhos e arenitos e se trata do início do poço além disso, com um peso entre 11 e 12 lb/gal, respeitando a margem de segurança do poço. Na segunda fase, perante a existência de perda de circulação, uma das melhores escolhas seria um fluido também à base água, porém, tratado a cálcio que contém salmoura com CaCl_2 que auxilia na estabilidade do poço, apresentando um peso entre a mesma variação da fase anterior. Por fim, a fase 3 poderia ser utilizado um fluido a base água com sistema de polímero, com uso de aditivos específicos como inibidores de inchamento de folhelhos, por exemplo e um peso em torno de 10 a 11 lb/gal.

Poços Offshore

No âmbito *offshore* serão analisadas duas janelas operacionais, a primeira na Bacia do Ceará e a segunda na Bacia Sergipe-Alagoas. A janela operacional da Bacia do Ceará, desenvolvida por Ruiz (2018), representa o intervalo de operação baseado principalmente no

critério de tolerância ao *kick*. Neste caso, utilizou-se cinco sapatas no poço de 3800m de profundidade, as quais foram selecionadas de acordo com projetos convencionais utilizados em zonas de baixo gradiente de pressão de poro em relação aos gradientes de fratura. O assentamento das mesmas foram definidos em locais com zonas de transição entre as litologias, principalmente entre rochas permeáveis e impermeáveis, com folhelhos intercalados entre camadas de arenitos, argilas e calcarenitos (RUIZ, 2018).

No que tange aos fluídos de perfuração, na primeira etapa do assentamento seria ideal a utilização de um fluído de base aquosa tratado a cálcio de cerca de 9,5 lb/gal, como a salmoura com CaCl_2 , para evitar o inchamento das argilas e manter a estabilidade do poço. Para as demais fases também recomenda-se o uso de fluídos base água, porém com variação no peso. Para a segunda fase, seria ideal a utilização de fluído de cerca de 10 lb/gal, visando manter a perfuração dentro da margem de segurança. Como há variação na litologia, o peso deve ser de 10,8 lb/gal e 12 lb/gal para a terceira e quarta fase, respectivamente. Por fim, na última fase, indica-se a utilização de uma lama com peso mais alto, de cerca de 12,3 lb/gal, a fim de evitar *kicks*, haja vista o aumento do gradiente da pressão de poros na região.

A última janela operacional em análise foi desenvolvida por Andrade *et al.* (2018), que apresentou o estudo de um poço *offshore* de águas profundas na bacia Sergipe-Alagoas. Assim como no caso da Bacia do Ceará, os autores utilizaram a margem de segurança como limite para o assentamento das sapatas. Nesse sentido, foi definido o assentamento de quatro sapatas, sendo a primeira na cabeça do poço, em 2820 m e a segunda em 3850 m, onde chega-se ao limite da margem de segurança para o gradiente de pressão dos poros, seguindo o mesmo raciocínio para as demais sapatas, assentadas em 4900 m e 5471 m, respectivamente.

Em relação ao fluídos de perfuração, em todas as fases poderiam ser utilizados fluídos de base aquosa não dispersos para evitar o inchamento dos folhelhos, tendo em vista que ao longo de todo o poço encontra-se a presença deste, porém com variações no peso. Na primeira fase, seria ideal um peso de 8,8 lb/gal. Para as demais fases, no entanto, deve-se observar o aumento do gradiente de pressão dos poros, que culmina em um aumento do peso dos fluídos, sendo de 9,6 lb/gal na segunda fase, 10,8 lb/gal na terceira e por fim, na última fase, cerca de 11,7 lb/gal de modo a evitar *kicks*. Destaca-se que, devido a presença de gás indicada por Andrade *et al.* (2018) na segunda fase, seria interessante utilizar salmoura com polímeros, visando aumentar a estabilidade do poço e evitar corrosão.

Onshore vs. Offshore

É possível observar, após análise das quatro janelas operacionais, sendo duas *onshore* e duas *offshore*, que o intervalo de operação é mais estreito no ambiente marinho. Isso se deve ao fato de que, no ambiente *offshore* encontram-se condições mais complexas de pressão e temperatura, além da dificuldade de obtenção de dados devido a lâmina d'água e profundidade dos reservatórios.

Além disso, verifica-se que os poços *offshore* são mais profundos do que os poços *onshore*, implicando em maior número de assentamento de sapatas, em profundidades maiores, para manter a estabilidade e segurança do poço. Ainda, no que se refere aos fluidos de perfuração, apesar da litologia parecida das formações, o peso específico entre eles difere já que esses são determinados principalmente com base na janela operacional, como pode ser visto pela Tabela 2 abaixo.

Tabela 2: Comparações entre as janelas operacionais dos poços discutidos:

Bacia	Ambiente	Nº de Sapatas	Profundidade das Sapatas (m)	Tipo de Fluido	Peso do Fluido (ppg)
Bacia do Solimões	<i>Onshore</i>	2	500 700	Fluido à base àgua	14 10-10,5
Campo-escola	<i>Onshore</i>	3	70 300 1255	Fluido à base àgua	11-12 11-12 10-11
Bacia do Ceará	<i>Offshore</i>	5	1400 1900 2400 3040 3890	Fluido à base àgua tratado à cálcio	9,5 10,8 12 12
Bacia Sergipe- Alagoas	<i>Offshore</i>	4	2820 3850 4900 5471	Fluido à base àgua não disperso	8,8 9,6 10,8 11,7

Vale ressaltar que, apesar dos fluidos de base não-aquosa serem utilizados na indústria, para os casos em estudo no presente trabalho foram utilizados apenas o uso de fluidos a base de água. Isso se justifica pelo fato de que tais fluidos tem sido utilizados em maior escala, sendo um padrão recente da indústria devido a questões de segurança ambiental. Destaca-se que no ambiente *offshore*, ainda a respeito dos fluidos, devido a complexidade das questões de pressão

e temperatura, são necessários maior quantidade de aditivos, além de formulação específica para manter a segurança e eficiência da perfuração.

Em relação aos fatores economicos, os custos para operações no âmbito *offshore* também são maiores devido a maior quantidade de sapatas e a maior profundidade dos poços. Além disso, outro fator que contribui para o aumento das despesas em mar é a logística para realizar todo processo de perfuração, como transporte de equipamentos, de fluídos e de estrutura. Ademais, devido a lâmina d'agua e todos os fatores adversos encontrados, é necessária a utilização de tecnologias de ponta para manter o processo seguro.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como pode-se observar, há muitas diferenças entre operações *onshore* e *offshore* relacionadas a perfuração de poços. No presente trabalho foram utilizadas janelas operacionais encontradas na literatura para embasar tal análise, onde pode-se verificar diferenças relacionadas principalmente ao assentamento de sapatas e determinação de fluídos. Identificou-se que os poços *offshore* apresentam uma janela operacional mais estreita, resultando em condições mais complexas para realizar a perfuração. Além disso, devido a maior profundidade dos poços em tal ambiente, há a necessidade do assentamento de um número maior de sapatas. Ainda, destaca-se que as janelas operacionais construídas para poços *onshore* costumam ser modeladas com base em evidências geológicas, enquanto para poços em mar são utilizados métodos de cálculos das geopressões, sendo necessário por isso utilizar uma margem de segurança para afastar riscos operacionais. Por fim, com relação aos fluidos de perfuração, nota-se uma maior complexidade em poços *offshore*, necessitando de aditivos mais específicos para evitar diversos problemas relacionados às condições de pressão, temperatura e litologia encontrados nesses ambientes.

REFERÊNCIAS

- ADAMS, N. J. **Drilling engineering: a complete well planning approach**. Tulsa, Okla.: PennWell Pub. Co., 1985. ALMEIDA, L. A. *et al.* **Atratividade do Upstream Brasileiro para Além do Pré-sal**. 2017.
- ANDRADE, S. M. S.; DOS ANJOS, A. V.; VELOSO, A. V. Metodologias para Assentamento de Sapatas de Revestimento em Poços de Águas Profundas da Formação Calumbi. **III CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIAS DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS**. Campina Grande, 2018.

- AZEVEDO, M. S. **Análise geomecânica aplicada à análise de estabilidade de poços**. 2011. Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro.
- CAMPOS, C. N. **Proposta para Seleção de Peneiras Vibratórias no Sistema de Tratamento de Lamas em Sondas de Perfuração**. 2019. Projeto apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo e Gás, Universidade Federal do Amazonas.
- CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. 7º Ed. Editora: Elsevier. 2017.
- CONTE, R. P.; PINTO, C. A. S.; SARKIS, S. R. M. Estudo das geopressões aplicadas ao assentamento das sapatas de revestimentos na Bacia do Solimões. **XXI CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA QUÍMICA**. Fortaleza, 2016.
- DOMINGUES, F. C. P. **Aplicação de um projeto de perfuração para um poço marítimo**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal Fluminense. Niterói – RJ. 2013.
- FAVERA, P. J. C. ; FAINSTEIN, R. ; BORGES, H. ; MIURA, K. ; LEONEL, B. ; LARANJA, D. ; WITTSTROM, M. D. Novas Fronteiras de Exploração da Margem Atlântica do Brasil: da Teoria à Realidade. In: **OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE (OTC)** Anais ... Rio de Janeiro: 2013.
- FERNANDES, G. M. **Estimativa da Janela Operacional de Pressões de Perfuração de Poços utilizando Dados de Perfilagem: Poços Verticais e Inclinados**. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Programa de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Ceará.
- HAESER, B. **Bacia de Sergipe-Alagoas – Sumário Geológico e Setores em Oferta**. 2015. ANP. Rio de Janeiro.
- LOUREIRO, E. M. L.; TAVARES, B. L.; JANNUZZI, L. **Bacia do Solimões – Sumário Geológico e Setores em Oferta**. 2019. ANP. Rio de Janeiro.
- PORTELLA, A. Y.; FABIANOVICZ, R. **Bacia Potiguar – Sumário Geológico e Setores em Oferta**. 2017. ANP. Rio de Janeiro.
- ROCHA, L. A.; AZEVEDO, C. T. **Projeto de Poços de Petróleo: Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimentos**. Rio de Janeiro, Interciência: Petrobrás, 2009.
- RUIZ, M. S. S. **A study on well design and integrity for deepwater exploratory drilling in Brazilian Equatorial Margin**. 2018. Master's thesis presented to the Graduate Program in Mining Engineering, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- SANTOS, T. G. **Estudo e Realização de Projeto de Perfuração até Completação com Estimulação por Fraturamento Hidráulico em Poços de Petróleo**. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso - Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- SILVA, P. T. C. **Estudo de Alternativas de Arranjos Submarinos de Produção com o uso de Manifolds e Bombas Multifásicas: Otimização da Vazão e Análise Financeira**. (2015). Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro – RJ.
- THOMAS, J.E. **Fundamentos da engenharia de petróleo**. Editora: Interciência, 1º ed. Rio de Janeiro, 2001.