



V CONEPETRO
V Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

ANÁLISE DA OCORRÊNCIA DE KICKS COM RELAÇÃO À GEOMETRIA DO POÇO EM CENÁRIOS DE PERFURAÇÃO OFFSHORE

Marília Carvalho Teixeira¹, Heitor da Luz Silva², Francisco Flávio de Brito Borges³

¹Universidade Federal do Pará, marilia.teixeira@salinopolis.ufpa.br; ²Universidade Federal do Pará, heitor.silva@salinopolis.ufpa.br; ³Universidade Federal do Pará, fl4vioborges@gmail.com;

Resumo: Durante o processo de perfuração em ambiente offshore, a ocorrência de um kick representa uma das principais preocupações e pode levar a sérios prejuízos, tanto econômicos quanto ambientais, desencadeados por acidentes, perda de controle do poço, e até mesmo explosões, caracterizando, assim, um evento de blowout. Neste contexto, o presente estudo analisou a ocorrência de kicks e sua relação com a geometria do poço em três cenários de perfuração, com base em simulações computacionais executadas no software OpenLab Drilling, da empresa NORSE. Foram analisados três cenários distintos de perfuração offshore: Cenário 1 – poço vertical; Cenário 2 – poço direcional tipo II; Cenário 3 – poço horizontal. Com base nos resultados obtidos, a perfuração direcional foi a que evidenciou maior propensão para a ocorrência de kicks, em comparação com os cenários de perfuração vertical e horizontal, devido esta apresentar janela operacional mais complexa, com os valores das geopressões variando em 100 kg/m³ (pressão de poro) e 200 kg/m³ (pressão de fratura), especificamente para os trechos de maior desvio do ângulo de perfuração com a vertical. Isso indica a necessidade de uma atenção especial e um planejamento adequado ao realizar perfurações direcionais, a fim de mitigar os riscos associados ao influxo indesejado de fluidos da formação para dentro do poço. Os resultados deste estudo podem contribuir para o avanço do conhecimento nessa área e servir de base para o desenvolvimento de diretrizes e melhores práticas para a atividade.

Palavras-chave: Geometria do poço, Perfuração offshore, Kicks, Segurança operacional.

1. INTRODUÇÃO

A perfuração de poços petrolíferos em ambiente *offshore* é uma atividade complexa e desafiadora, que requer um planejamento meticuloso e o uso de tecnologias avançadas. No Brasil, cerca de 90% das reservas de óleo e gás são referentes a campos *offshore* e mais de 60% desse total estão localizadas sob águas profundas a ultraprofundas (SILVA et al., 2004). Durante o processo de perfuração nesses ambientes, a ocorrência de um kick, ou seja, o influxo indesejado de fluidos da formação para dentro do poço, representa uma das principais preocupações e pode levar a sérios prejuízos, tanto econômicos quanto ambientais, desencadeados por acidentes, perda de controle do poço, e até mesmo explosões, caracterizando, assim, um evento de *blowout*.

No contexto da indústria de petróleo e gás, a simulação computacional tem se mostrado uma valiosa ferramenta, sendo utilizada para prever e mesmo evitar eventos indesejados ao longo dos trabalhos de perfuração. Diversos estudos têm se concentrado na modelagem de kicks em diferentes cenários (FU et al., 2015; MUOJEKE et al., 2020; YIN et al., 2022; CHI et al., 2023), a fim de melhorar a compreensão dos fenômenos envolvidos, além de desenvolver estratégias eficazes de controle de poço. Durante a incidência de um influxo, existem padrões claros que possibilitam sua detecção, entretanto, devido a complexidade dos processos e a instrumentação pouco adequada, é difícil prever a ocorrência de kicks com base apenas nos dados de um sensor.

Em adição a tais informações, estima-se que uma das características que podem afetar significativamente a dinâmica de um kick é a geometria do espaço anular (NAS, 2011). Poços podem ser classificados como verticais, direcionais ou horizontais, dependendo do ângulo de desvio da perfuração em relação à vertical. Deste modo, a geometria (ou angulação) do poço influencia a

forma como os fluidos de formação se comportam durante o kick, incluindo a velocidade de propagação, a distribuição de pressão e o volume de fluido influxante (ALMEIDA et al., 2017).

De acordo com o exposto, o presente artigo tem por objetivo investigar a influência da geometria do poço na ocorrência de kicks durante a perfuração *offshore*. Foram analisados casos de poços verticais, direcionais e horizontais, levando em consideração as diferentes características de cada tipo de poço. Os resultados obtidos podem contribuir para o aprimoramento das práticas de segurança e controle de poço durante a perfuração em ambiente *offshore* e ainda fornecer *insights* importantes para o desenvolvimento de estratégias preventivas e de respostas eficientes a eventos não desejados.

2. METODOLOGIA

O presente trabalho utilizou como ferramenta principal um simulador de perfuração de alta confiabilidade, o *OpenLab Drilling* da empresa NORSE. As simulações executadas foram individualizadas em três etapas, tendo como diferencial a geometria do poço (vertical, direcional e horizontal), em cenários de perfuração *offshore* de águas profundas. A Figura 1, a seguir, apresenta as três geometrias analisadas, com os modelos elaborados no próprio OpenLab, a partir da inserção de informações como: escolha do modelo genérico de perfuração *offshore* e escolha do tipo de poço. Na sequência, a Tabela 1 apresenta os dados de entrada estimados para cada um dos três tipos de perfuração.

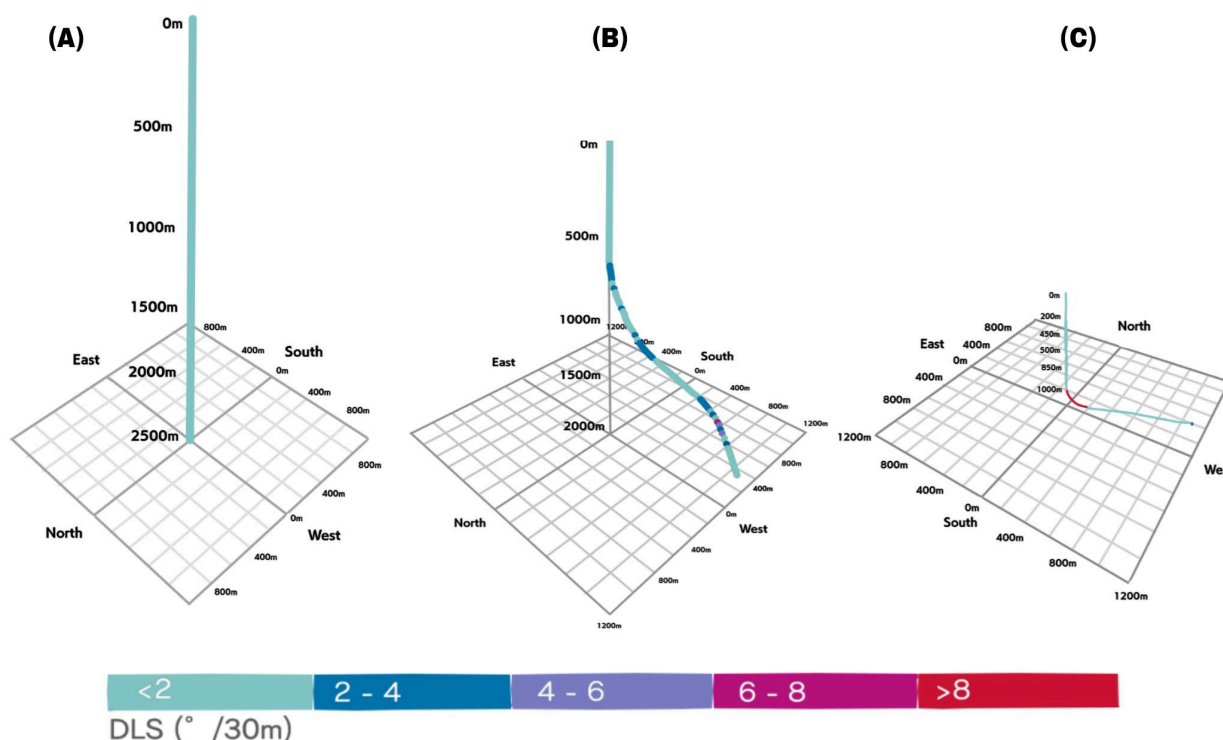


Figura 1: Geometrias analisadas: A) Cenário 1 - poço vertical; B) Cenário 2 - poço direcional, tipo II; C) Cenário 3 - poço horizontal.

Tabela 1: Dados iniciais de entrada para a elaboração das configurações de poços analisadas.

DADOS	GEOMETRIA		
	Vertical	Direcional	Horizontal
TVD (m)	2500	2341	1126
MD (m)	2500	2795	2200
Tipo de plataforma	Genérico <i>offshore</i>		
Riser (m)	1200		

Diâmetro do bit (in)	8 ^{1/2}
Fluido principal	Genérico OBM 1
Fluido reserva	Barita micronizada OBM

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados obtidos foram analisados e comparados entre os diferentes cenários de geometria do poço. Foi realizada uma análise comparativa da ocorrência de kicks em cada um dos cenários, bem como a influência dos seguintes parâmetros: composição e reologia dos fluidos de perfuração, geopressão e geotermia.

3.1. Composição e reologia dos fluidos de perfuração

Para os três cenários considerados, optou-se por determinar parâmetros iguais para os fluidos de perfuração, tanto para o fluido principal, denominado de Genérico OBM 1, quanto para o fluido reserva, estabelecido como sendo Barita micronizada OBM, ambos classificados como base-óleo. Tal escolha se justifica pela tentativa de se isolar a geometria do poço como variável única para a influência da ocorrência e comportamento do kick em cada um dos cenários em questão. A seguir, a Tabela 2 apresenta as características físico-químicas estimadas para os fluidos de perfuração e na sequência a Figura 2 mostra as frações percentuais (mássicas e volumétricas) dos componentes do fluido principal e do fluido reserva, respectivamente.

Tabela 2: Características dos fluidos de perfuração.

FLUIDO	PRINCIPAL	RESERVA
Denominação	Genérico OBM 1	Barita micronizada OBM
Densidade do fluido (323,2 K)	1650 kg/m ³	1950 kg/m ³
Relação óleo/água	75/25	81,6/18,4
Força Gel. (10 s)	6 Pa	7,1 Pa
Força Gel. (10 min)	9 Pa	10,5 Pa

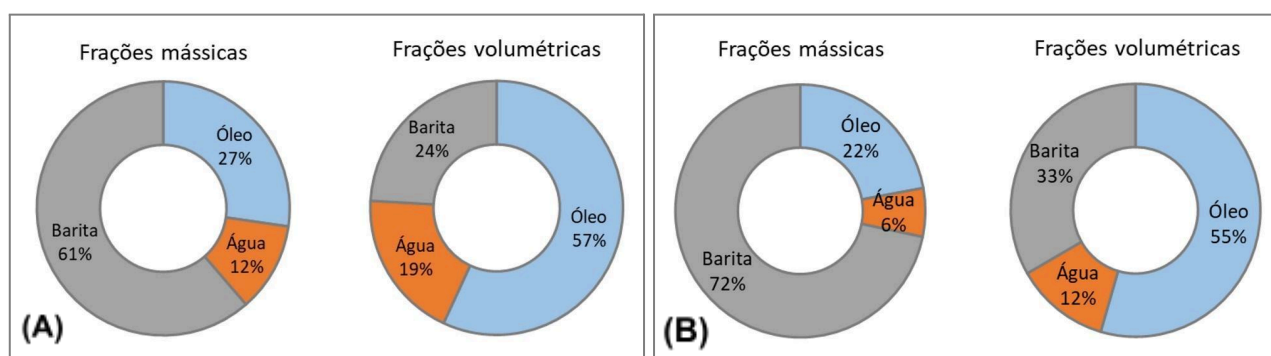


Figura 2: Frações mássicas e volumétricas: (A) fluido principal - Genérico OBM 1; (B) fluido reserva - Barita micronizada OBM.

A composição do fluido de perfuração desempenha um papel significativo na prevenção e no controle de kicks durante a perfuração de poços. A densidade adequada do fluido de perfuração é determinante para superar a pressão hidrostática da formação, evitando assim a entrada indesejada de fluidos. Além disso, as propriedades de vedação do fluido de perfuração são essenciais para garantir que as formações geológicas sejam adequadamente isoladas. O controle da pressão do poço também é afetado pela composição do fluido de perfuração. Aditivos específicos, como a barita (sulfato de bário), podem ajudar a controlar a reatividade das formações, reduzindo a liberação de fluidos para o poço e minimizando o risco de kicks. Além disso, a capacidade de detectar kicks é



aprimorada com a inclusão de aditivos que atuam como detectores de gás, permitindo uma detecção mais precoce e uma resposta rápida à ocorrência de kick (ANFINSEN e ROMMETVEIT, 1992).

Com relação às propriedades reológicas dos fluidos de perfuração, a análise efetuada com base no Modelo de Robertson-Stiff, pelo OpenLab, evidenciou que, para o fluido principal, o intervalo da tensão de cisalhamento variou entre 3,5 e 37,8 Pa, enquanto para o fluido reserva a variação ficou entre 5,0 e 58,4 Pa. A taxa de cisalhamento para ambos os fluidos englobou o intervalo de 0 a 10 Hz. A seguir são apresentados os gráficos do comportamento reológico para o fluido principal (Figura 3-A) e fluido reserva (Figura 3-B), os quais relacionam a tensão de cisalhamento do fluido (em Pa) com a taxa de cisalhamento (em Hz).

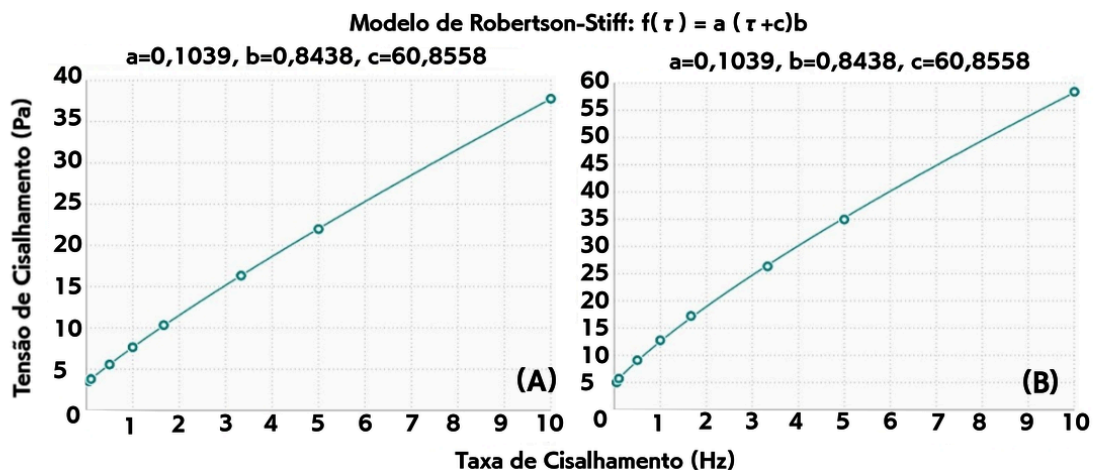


Figura 3: Comportamento reológico. (A) fluido principal; (B) fluido reserva.

O Modelo de Robertson-Stiff é um modelo reológico utilizado para descrever o comportamento viscoplástico de fluidos, como os fluidos de perfuração. Esse modelo considera a existência de um limite de escoamento (*yield stress*) abaixo do qual o fluido se comporta como um sólido e acima do qual ele exibe um comportamento viscoso (GALVES, 2013). Ao observar os gráficos, verifica-se diferentes regiões que representam o comportamento reológico do fluido de perfuração. Inicialmente, quando a taxa de cisalhamento é baixa, o fluido exibe um comportamento sólido, pois a tensão de cisalhamento apresenta pouca variação, mesmo com o aumento da taxa de cisalhamento. Isso indica a presença do limite de escoamento, abaixo do qual o fluido se comporta como um sólido (HORNUNG, 1990). Conforme a taxa de cisalhamento aumenta, os fluidos começam a apresentar comportamento viscoso, com o fluido reserva alcançando valores mais elevados, devido a maior quantidade de barita em sua composição, o que torna este fluido mais denso (1950 kg/m^3) em comparação com o fluido principal (1650 kg/m^3).

No entanto, mesmo no regime viscoso, o fluido de perfuração pode apresentar uma variação na sua viscosidade em função da taxa de cisalhamento (GALVES, 2013). Isso significa que a relação entre tensão de cisalhamento e taxa de cisalhamento pode não ser linear em todo o intervalo analisado. Além disso, a inclinação da curva no regime viscoso pode indicar a viscosidade aparente do fluido, ou seja, a resistência do fluido ao fluxo (HORNUNG, 1990), assim, quanto maior a inclinação da curva, maior é a viscosidade aparente do fluido. Deste modo, tanto o fluido principal quanto o fluido reserva apresentaram inclinações relativamente semelhantes para as curvas do comportamento reológico, evidenciando equivalência para a viscosidade aparente destes fluidos.

3.2. Janela operacional com base em geopressões

A avaliação de geopressão envolve o monitoramento das pressões do reservatório durante a perfuração e produção de um poço, sendo fundamental para garantir a segurança e a eficiência das



operações de perfuração (ROSA et al., 2006). Nesse contexto, a interpretação do gráfico de geopressões, que relaciona a profundidade total do poço, com a pressão de poro e a pressão de fratura, é essencial para determinar a janela operacional de um poço (THOMAS, 2001).

A janela operacional (ou janela de pressão) é o intervalo de pressões em que é seguro desenvolver a perfuração. A pressão de poro refere-se à pressão do fluido existente nos poros da formação rochosa, enquanto a pressão de fratura é a pressão mínima necessária para que ocorra a fratura da rocha (MITCHELL e MISKA, 2011). No gráfico, as curvas representam as variações da pressão de poro e da pressão de fratura conforme a profundidade aumenta. Caso a pressão de perfuração fique abaixo da pressão de poro, pode ocorrer o colapso das paredes do poço, causando problemas de estabilidade. Por outro lado, se a pressão de perfuração ultrapassar a pressão de fratura, pode ocorrer a fratura não controlada da rocha, levando ao extravasamento de fluidos e à perda de controle do poço (GALVES, 2013).

Para o Cenário 1 (Figura 4-A), referente ao poço vertical, os limites da janela de pressão, especificamente para o trecho que compreende o buraco aberto (*open hole*), foram contínuos, ficando entre 1600 e 2000 kg/m³, aproximadamente, o que demonstra certa estabilidade durante a perfuração vertical. Dentro desse intervalo, a pressão do fluido de perfuração é mantida em um valor seguro que está abaixo da pressão de fratura (2000 kg/m³), mas acima da pressão de poro (1600 kg/m³), permitindo que a perfuração ocorra sem danificar a formação rochosa ou causar perda excessiva de fluido.

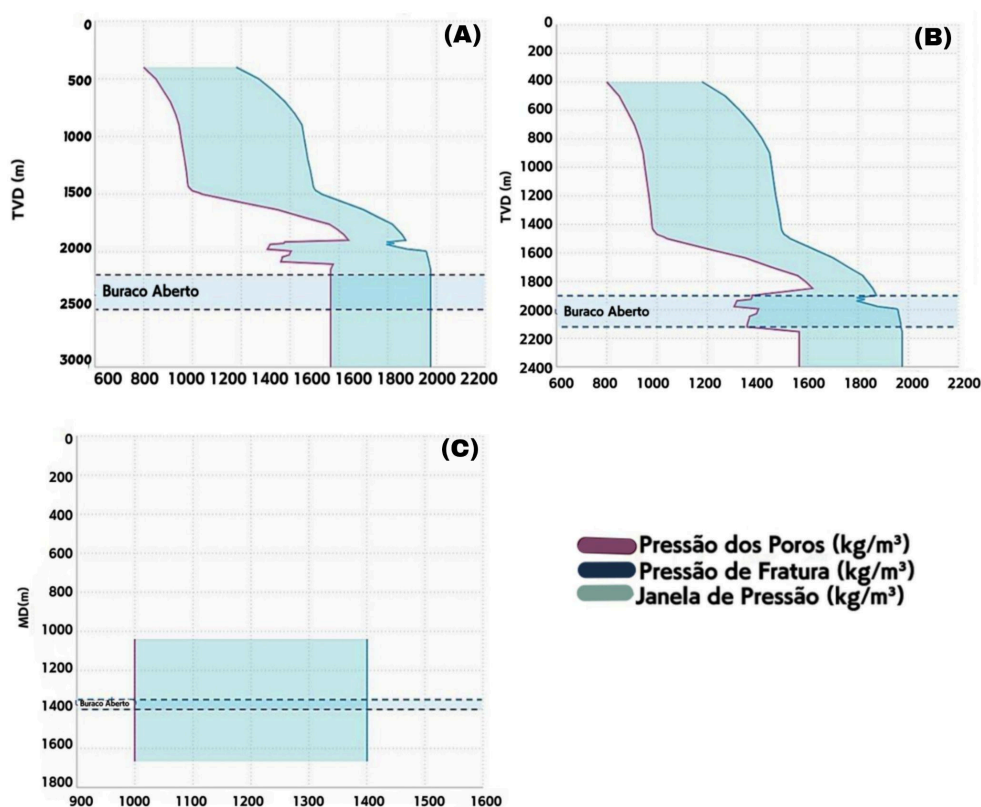


Figura 4: Janela operacional com base em geopressões. (A) Cenário 1 - poço vertical; (B) Cenário 2 - poço direcional, tipo II; (C) Cenário 3 - poço horizontal.

Em análise ao gráfico de geopressões do Cenário 2 (Figura 4-B), que representa o poço direcional, os limites da janela operacional oscilaram consideravelmente, demonstrando instabilidade durante a perfuração do trecho inclinado, visto que a pressão de poro variou entre 1300 e 1400 kg/m³, e a pressão de fratura apresentou valores entre 1800 e 2000 kg/m³. Esta

irregularidade da janela de pressão indica que este tipo de geometria de poço está mais propenso à ocorrência de kicks, pois o monitoramento das pressões de poro e fratura, juntamente com a calibração da pressão hidrostática (pressão do fluido) deve ser feito constantemente, com nível elevado de complexidade, devido às constantes variações nas pressões do reservatório (ROSA et al., 2006). Por fim, no gráfico de geopressões do Cenário 3 (Figura 4-C), relativo ao poço horizontal, está representada a janela operacional referente à seção horizontal do poço. Nota-se que os limites da janela de pressão são contínuos, variando entre 1000 e 1400 kg/m³, e demonstrando que, apesar de ser uma perfuração direcional complexa, a regularidade das geopressões neste intervalo, indica uma menor probabilidade da ocorrência de kicks, pois é relativamente mais simples manter a perfuração dentro dos limites da janela de pressão quando estes limites são regulares, ou seja, as pressões do reservatório permitem que a perfuração do trecho horizontal seja menos propensa a ocorrência de kicks ou outros incidentes (ROSA et al., 2006).

3.3. Geotermia

Os dados geotérmicos para cada um dos cenários analisados estão disponíveis na Tabela 3, considerando a temperatura do ar (temperatura inicial de análise) como sendo 283,2 K. Verificou-se que, para os três cenários, até a profundidade de 1199 m não houve variação do gradiente geotérmico (0 K/m). A partir de 1200 m, para os Cenários 1 (poço vertical) e 2 (poço direcional), a variação no gradiente geotérmico foi de 0,03 K/m, se mantendo constante até a profundidade de 1600 m, aproximadamente. Ao atingir a profundidade de 1632 m, houve um aumento no gradiente geotérmico para estes dois cenários em questão, com a variação ficando em exatamente 0,045 K/m, voltando a reduzir para o valor de 0,03 K/m a partir da profundidade de 2800 m, até a profundidade final medida de 3300 m. Ou seja, os poços vertical e direcional apresentaram o mesmo perfil de variação do gradiente geotérmico em relação ao aumento da profundidade.

Tabela 3: Gradiente geotérmico para os três cenários analisados.

TD (m)	Gradiente Geotérmico (K/m)		
	VERTICAL	DIRECIONAL	HORIZONTAL
0	0	0	0
40	0	0	0
1200	0,03	0,03	0,045
1400	0,03	0,03	0,045
1632	0,045	0,045	-
2138	0,045	0,045	-
2800	0,03	0,03	-
3300	0,03	0,03	-

Entretanto, para o Cenário 3 (poço horizontal), essa variação foi mais considerável, pois atingiu o valor mais elevado, de 0,045 K/m, a partir da profundidade de 1200 m, se mantendo constante até a profundidade final medida de 1400 m. Estas variações podem ser melhor observadas nos gráficos da Figura 5, os quais apresentam as curvas de variação do gradiente geotérmico em comparação com o aumento da profundidade para os poços vertical, direcional e horizontal.

No perfil de perfuração vertical (Figura 5-A), a variação do gradiente geotérmico é relativamente uniforme ao longo da profundidade. Essa uniformidade ocorre porque a direção da perfuração não é alterada, mantendo-se em linha reta em relação ao campo geotérmico. A temperatura aumenta gradualmente à medida que a profundidade aumenta. Essa variação constante do gradiente geotérmico permite um controle mais previsível da temperatura durante a perfuração.

Em relação ao perfil de perfuração direcional (Figura 5-B), a variação do gradiente geotérmico, nesse caso, é semelhante ao da perfuração vertical, pois a trajetória do poço é ajustada para manter um gradiente geotérmico constante ao longo da profundidade. No entanto, podem



ocorrer pequenas variações devido à mudança de direção do poço. Essas variações são geralmente controladas para garantir um comportamento estável do poço. No caso do perfil de perfuração horizontal (Figura 5-C), a variação do gradiente geotérmico é geralmente mais elevada do que na perfuração vertical ou direcional. Isso ocorre porque, ao perfurar horizontalmente, o poço se estabelece em uma única formação geológica, que pode apresentar temperaturas diferentes resultando em variações mais significativas do gradiente geotérmico ao longo da extensão horizontal do poço (ROSA et al., 2006).

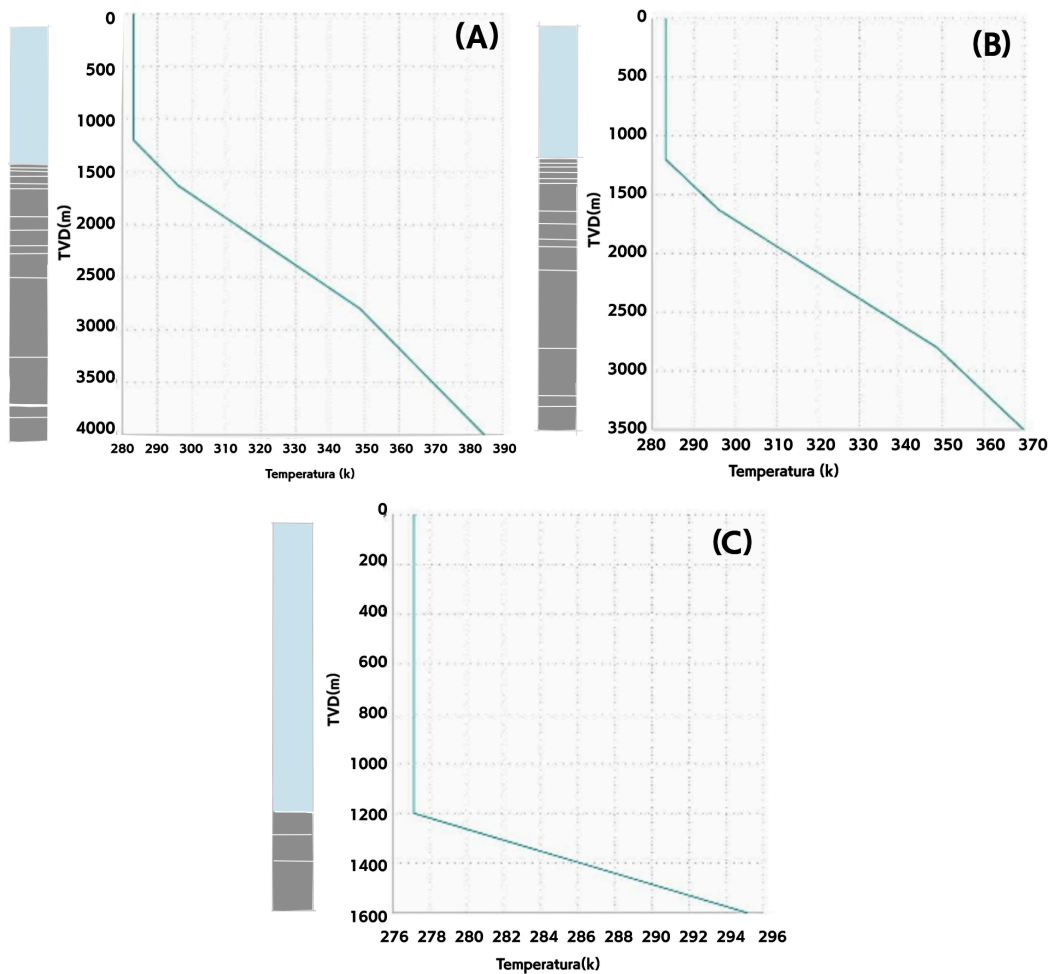


Figura 5: Variação do gradiente geotérmico (K/m) para os cenários analisados: (A) poço vertical; (B) poço direcional; (C) poço horizontal.

4. CONCLUSÕES

O presente estudo analisou a ocorrência de kicks e sua relação com a geometria do poço em três cenários de perfuração *offshore*. Com base nos resultados obtidos, pode-se afirmar que a perfuração direcional apresentou maior propensão para a ocorrência de kicks, em comparação com os cenários de perfuração vertical e horizontal. Isso indica a necessidade de uma atenção especial e um planejamento adequado ao realizar perfurações direcionais, a fim de mitigar os riscos associados ao influxo indesejado de fluidos da formação para dentro do poço. Além disso, o cenário da perfuração direcional foi o que apresentou janela operacional mais complexa, com os valores das geopressões variando em 100 kg/m³ (pressão de poro) e 200 kg/m³ (pressão de fratura), especificamente para o intervalo do buraco aberto. No contexto da segurança operacional *offshore*, compreender a relação entre a geometria do poço e o comportamento do kick é de extrema importância. Os resultados deste estudo podem contribuir para o avanço do conhecimento nessa

área e servir de base para o desenvolvimento de diretrizes e melhores práticas para a atividade. No entanto, é importante ressaltar que cada cenário de perfuração é único e apresenta suas próprias características e desafios. Portanto, é de relevância fundamental considerar uma análise detalhada e abrangente, levando em conta fatores adicionais, como as características geológicas do reservatório, a pressão de formação e a composição do fluido de perfuração, a fim de tomar decisões assertivas e garantir a segurança durante as operações de perfuração.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à PROEX-UFPA, pelo apoio financeiro.

6. REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, V. F.; ALMEIDA, V. F.; FAGUNDES, K. R. S.; FAGUNDES, F. P. Influência da angulação de poços direcionais na velocidade de migração de um kick. *Holos*, Ano 33, Vol. 01, 264-278. Ed.: Holos, 2017.
- ANFENSEN, B. T.; ROMMETVEIT, R. Sensitivity of Early Kick Detection Parameters in Full-Scale Gas Kick Experiments with Oil- and Water-Based Drilling Muds. IADC/SPE 23934 - IADC/SPE Drilling Conference, 1992. New Orleans, Louisiana, Feb. 18-21.
- CHI, P.; QINGFENG, L.; JIANHONG, F.; YUN, Y.; XIAOMIN, Z.; YU, S.; ZHAOYANG, X.; CHENGXU, Z.; PENGCHENG, W. An intelligent model for early detection based on cost-sensitive learning. *Process Safety and Environmental Protection*, 169, 398-417. Published by Elsevier, 2023.
- FU, J.; SU, Y.; JIANG, W.; XU, L. Development and testing of kick detection system at mud line in deepwater drilling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135, 452-460. Elsevier, 2015.
- HORNUNG, M. R. Kick Prevention, Detection, and Control: Planning and Training Guidelines for Drilling Deep High-Pressure Gas Wells. IADC/SPE Drilling Conference, Houston, Texas, 1990.
- MITCHELL, R. F.; MISKA, S. Z. Fundamentals of Drilling Engineering. SPE Textbooks Series, Vol. 12. Society of Petroleum Engineers, 2011.
- MUOJEKE, S.; VENKATESAN, R.; KHAN, F. Supervised data-driven approach to early kick detection during drilling operation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 192. Published by Elsevier Ltd, 2020.
- NAS, S. Kick Detection and Well Control in a Closed Wellbore. In IADC/SPE Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition. SPE. January 2011.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo, 1 ed. Rio de Janeiro-RJ, Interciência, 2006.
- SILVA, C. T.; MARIOLANI, J. R.; BONET, E. J.; LOMBA, R.; SANTOS, O.; RIBEIRO, P. Gas Solubility in Synthetic Fluids: A Well Control Issue, Proceedings – SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 2004. 10.2118/91009-MS, Sep. 26-29.
- THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo / José Eduardo Thomas, organizador. Rio de Janeiro: Interciência. PETROBRAS, 2001.
- YIN, Q.; YANG, JIN.; TYAGI, M.; ZHOU, X.; WANG, N.; TONG, G.; XIE, R.; LIU, H.; CAO, B. Downhole quantitative evaluation of gas kick during deepwater drilling with deep learning using pilot-scale rig data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109136. Elsevier, 2022.