

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de P&D em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

**INFLUÊNCIA DA INCORPORAÇÃO DE SÓLIDOS NOS FLUIDOS DE
PERFURAÇÃO SOB A TAXA DE PENETRAÇÃO DA BROCA**

AUTORES:

Waleska Rodrigues Pontes da Costa, Caio Henrique de Lima Cordeiro, Anna Carolina Amorim, Luciana Viana Amorim

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Campina Grande - UFCG

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPETRO.

INFLUÊNCIA DA INCORPORAÇÃO DE SÓLIDOS NOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SOB A TAXA DE PENETRAÇÃO DA BROCA

Abstract

During drilling operations, the drilling fluid performs the bottom hole cleaning, carrying the cuttings from the drilled formation. Upon returning to the surface, the drilling fluid goes to a maintenance system, using specific equipment, consisting of solid-liquid separation. In addition, the drilling fluid can receive substances, in order to adapt the fluid properties to those required in the drilling project. However, the incorporation of solids into the fluid is unavoidable, which can increase as it is reused in the well. This incorporation can significantly alter the drilling fluid properties and result in a number of problems, as loss of circulation and lower bit penetration rates. This work presents a study of the influence of the incorporation of bentonite clay to synthetic drilling fluids and its impact on penetration rates during drilling operations. The penetration rate of the bit was predicted mathematically, considering operational parameters from two oil wells and drilling fluid properties obtained in laboratory, incorporated with different contents of bentonite clay (10%, 20% e 30%). The content of 20% of clay resulted, proportionally, in the greatest reductions in the penetration rate. For all analyzed cases, the lower values of the penetration rate obtained corresponded to the well in which values of weight on bit and rotation of the drill string were higher. Thus, the consequences of incorporating solids into the drilling fluid are enhanced by the impact of the mechanical parameters, which can lead to a high generation of cuttings, resulting in even poor bottom hole cleaning.

Introdução

A perfuração de um poço de petróleo consiste em um conjunto de processos bastante complexos, que devem ser organizados de forma que o objetivo de atingir o reservatório petrolífero seja alcançado de maneira otimizada, ou seja, com o menor tempo e menor custo possível. Dentre estes processos, a limpeza do fundo do poço, realizada pelo fluido de perfuração, está inserida como elemento de impacto nas variáveis tempo e custo durante a operação de perfuração de poços (SILVA, 2014).

A realização da limpeza do poço consiste no transporte adequado dos sólidos perfurados até a superfície pelo fluido de perfuração e constitui a principal função desempenhada pelo sistema de circulação durante a operação de perfuração de poços (BILGESU, 2002; AL-KAYEM, 2010). A ineficiência do carreamento dos fragmentos sólidos pode ocasionar problemas como prisão da coluna de perfuração, fraturamento da formação, desgaste prematuro da broca, taxas de penetração mais lentas e até perda do poço (COSTA, 2006).

Ao retornar à superfície, o fluido de perfuração pode não apresentar as mesmas propriedades em relação ao momento em que foi formulado. Esse fato se deve sobretudo à incorporação dos fragmentos sólidos provenientes da formação. Desse modo, nesse momento, os fluidos necessitam passar por uma manutenção para que possam ser reutilizados. Esse processo de manutenção consiste, portanto, na separação sólido-líquido utilizando equipamentos dispostos na superfície, além da adição de substâncias de modo a adequar as propriedades do fluido às requeridas inicialmente.

Com o aumento do número de vezes que o fluido é reutilizado, a manutenção do fluido tende a ter sua eficiência reduzida, e a incorporação de sólidos aumenta gradativamente. Segundo Njobuenwu e Wobo (2007), uma certa porcentagem de incorporação de sólidos é praticamente inevitável devido a

vários fatores: tempo de processamento insuficiente, equipamento de separação mecânica ineficiente, tipo de formação a ser perfurada e o tipo de fluido de perfuração usado.

Pequenas quantidades de sólidos perfurados incorporados aos fluidos não são prejudiciais, porém, ao serem recirculadas, podem ocasionar sérios problemas à operação de perfuração, em decorrência de alterações nas propriedades do fluido, e maior possibilidade de desgaste dos equipamentos (NJOBUEWU E WOBO, 2007). A alteração das propriedades dos fluidos pode impactar diretamente a eficiência da limpeza do poço e, como consequência, provocar reduções na taxa de penetração.

Este trabalho tem como objetivo a previsão do impacto da incorporação de diferentes teores de sólidos no fluido de perfuração sob a taxa de penetração da broca.

Metodologia

A análise dos efeitos da incorporação de sólidos na taxa de penetração foi realizada usando parâmetros operacionais de poços reais e propriedades de fluidos de perfuração obtidas por meio de ensaios em laboratório.

O impacto da incorporação de sólidos nas propriedades dos fluidos de perfuração, cujos resultados foram publicados por Cordeiro (2016), foi previsto através da incorporação de argila bentonítica nos teores de 10, 20 e 30% em fluidos sintéticos de base parafínica.

Os dados de densidade e leituras do viscosímetro Fann 35A publicados pelo autor foram considerados no cálculo do índice de comportamento, fator de consistência, viscosidade do fluido sob condições de broca, velocidade do fluido nos bocais e número de Reynolds, para o fluido limpo e para cada uma das amostras de fluido incorporadas com argila. As equações consideradas no cálculo de cada uma das propriedades analisadas são apresentadas a seguir.

As leituras do viscosímetro Fann 35A, de 300 e 600 rpm, foram utilizadas para o cálculo do índice de comportamento (n_p) e fator de consistência (K_p) do fluido, conforme apresentado nas Equações 1 e 2:

$$n_p = 3.32 \log\left(\frac{L_{600}}{L_{300}}\right) \quad (1)$$

$$K_p = \frac{511 L_{300}}{511^{n_p}} \quad (2)$$

A viscosidade do fluido nas condições de broca foi calculada a partir da Equação 3.

$$\mu_{bit} = \frac{K_p d_n^{(1-n_p)}}{96 v_n^{(1-n_p)}} \left(\frac{3+1/n_p}{0.0416}\right)^{n_p} \quad (3)$$

Em que n_p e K_p correspondem ao índice de comportamento e fator de consistência, respectivamente, d_n é o diâmetro médio dos bocais da broca (Equação 4) e v_n é a velocidade atingida pelo fluido de perfuração nos bocais da broca, calculada pela Equação 5.

$$d_n = \sqrt{0.4244 TFA} \quad (4)$$

$$v_n = \frac{Q_{bit}}{3.117 TFA} \quad (5)$$

Nas Equações 4 e 5, TFA corresponde à área da broca aberta ao fluxo de fluido e Q_{bit} corresponde à vazão efetiva na broca, calculada pela Equação 6, sendo considerada uma redução de 7% em relação à taxa de fluxo nominal (Q_{total}), em virtude das perdas por causa do deslocamento positivo no motor da bomba de lama.

$$Q_{bit} = 0.93 Q_{total} \quad (6)$$

O cálculo do número de Reynolds, apresentado na Equação 7, considerou o escoamento do fluido na broca, utilizando também parâmetros médios, como o diâmetro médio dos bocais.

$$N_{re} = \frac{928 \rho v_n d_n}{\mu_{bit}} \quad (7)$$

Em que ρ corresponde à massa específica do fluido, em lb/gal, obtida dos dados de laboratório, v_n à velocidade do fluido nos bocais, d_n ao diâmetro médio dos bocais e μ_{bit} à viscosidade do fluido sob condições de broca.

Os parâmetros operacionais, requeridos nos cálculos das propriedades analisadas, tiveram como base os dados operacionais de dois poços, apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Parâmetros operacionais dos poços considerados no estudo

	Poço 1	Poço 2
Peso sobre broca (klbf)	20	36
Velocidade de rotação (rpm)	40	80
Vazão (gpm)	815	790
Área total de fluxo (TFA) (in ²)	2,15	0,9
Tipo de formação	Calcário	Calcário

A previsão da taxa de penetração foi desenvolvida com base em um estudo realizado por Mohammed e Osman (1992), publicado no *Oil and Gas Journal*, intitulado “*Limestone, shale penetration rate equations developed*”. Segundo os resultados obtidos pelos autores, as Equações 8 e 9 calculam adequadamente a taxa de penetração em formações em que predominam folhelho e calcário, respectivamente.

$$R = 0,018 \times W^{0,0447} \times N^{1,3279} \times R_n^{0,1492} \quad (8)$$

$$R = 0,001 \times W^{0,1757} \times N^{1,6434} \times R_n^{0,9301} \quad (9)$$

Para estas equações, R corresponde à taxa de penetração, W ao peso sobre broca, N à velocidade de rotação e R_n ao número de Reynolds.

Considerando os parâmetros operacionais de cada poço, os valores de número de Reynolds obtidos foram usados na previsão da taxa de penetração da broca, a partir das Equações 8 e 9, de acordo com o tipo de formação perfurada, tanto para o fluido limpo, quanto após a incorporação de sólidos.

Resultados e Discussão

Os dados obtidos do fluido de perfuração sintético, antes e após a adição de diferentes teores de argila bentonítica, bem como as propriedades calculadas a partir deles, encontram-se apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Propriedades de fluidos de perfuração antes e após a incorporação de sólidos

Teor de Sólidos	Densidade (ppg)	Viscosidade Plástica (cP)	Índice de comportamento	Fator de Consistência
0%	10,5	35	0,6716	457,5274552
10%	10,8	42	0,6147	873,197807
20%	11,1	67	0,8234	261,7709917
30%	11,4	81	0,8244	313,8300771

O número de Reynolds e viscosidade sob condições de broca, que são propriedades calculadas com base na configuração hidráulica do poço e na reologia do fluido, foram calculados individualmente para cada poço, considerando os parâmetros operacionais dos mesmos, conforme apresentado nas Tabelas 3 e 4.

Tabela 3 – Propriedades hidráulicas para parâmetros operacionais do poço 1

Teor de Sólidos	Viscosidade sob condições de broca (cp)	Número de Reynolds
0%	23,0	45691,0
10%	26,2	41368,9
20%	52,6	21165,8
30%	63,7	17956,2

Tabela 4 – Propriedades hidráulicas para parâmetros operacionais do poço 2

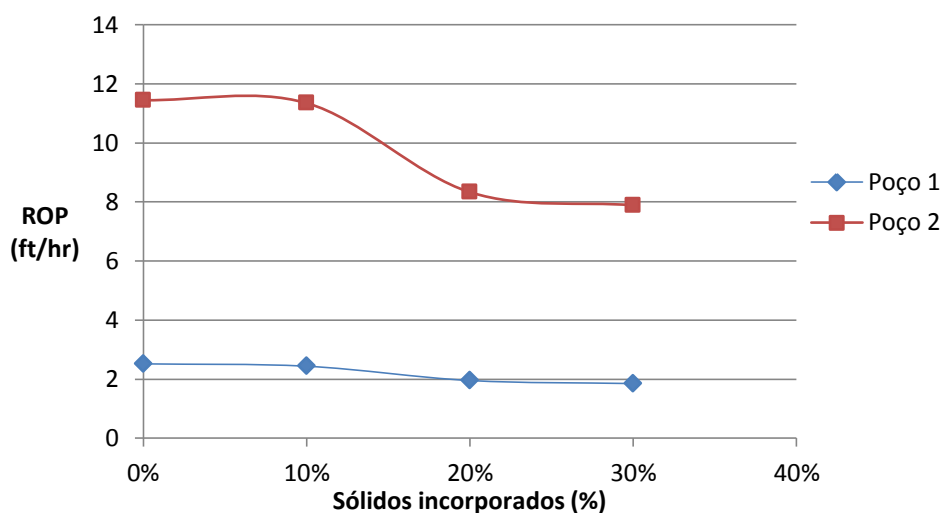
Teor de Sólidos	Viscosidade sob condições de broca (cP)	Número de Reynolds
0%	15,2	104058,6
10%	16,0	101296,1
20%	42,0	39720,6
30%	50,9	33651,4

Conforme apresentado, assim como a viscosidade plástica obtida dos dados de laboratório, a viscosidade em condições de broca prevista para os dois poços cresce proporcionalmente ao teor de sólidos incorporados no fluido. Uma correlação oposta é observada para o Números de Reynolds calculado, que diminui com o aumento da quantidade de sólidos contaminantes. Matematicamente, essa análise é atribuída à relação inversamente proporcional entre essas propriedades no cálculo do número de Reynolds. Beck et al. (1995) obtiveram uma comprovação empírica dessa correlação através de experiência em campo, na qual foi possível a diminuição do número de Reynolds do fluido apenas através do aumento da viscosidade, mantendo a configuração hidráulica do poço.

Comparando os valores obtidos nos dois poços, percebe-se a obtenção de maiores valores de viscosidade sob condições de broca no poço 1, para qualquer um dos teores, e, conseqüentemente, menores números de Reynolds. Essa relação comprova a influência dos parâmetros hidráulicos do poço nas propriedades do fluido. Nesse caso, o parâmetro hidráulico com diferença mais significativa entre os dois poços é a área total da broca aberta ao fluxo de fluido. A broca utilizada no poço 1 apresenta área aberta ao fluxo de 2,15 in², mais que duas vezes superior à do poço 2, de apenas 0,9 in². Essa condição garante a redução da velocidade do fluido ao ser ejetada da broca no poço 1, o que leva ao aumento da viscosidade efetiva do fluido nas condições de broca.

Os resultados obtidos para a correlação entre a taxa de penetração da broca e os teores de sólidos incorporados ao fluido de perfuração, para os dois poços estudados, encontram-se apresentados na Figura 1.

Figura 1 – Relação entre o percentual de sólidos incorporados ao fluido e taxa de penetração prevista



O impacto na taxa de penetração entre o fluido limpo (0% de teor de sólido) e o teor de 10% de sólidos incorporados é quase imperceptível nos dois poços. A redução mais expressiva da taxa de penetração ocorre no teor de incorporação de sólidos de 20%, no poço 2. Em relação ao valor obtido com o fluido limpo nesse poço, houve uma diminuição de aproximadamente 31%. Correlacionando esse resultado aos valores apresentados na Tabela 4, percebe-se a correspondência entre essa variação mais expressiva de ROP, com a maior diminuição relativa da viscosidade em condições de broca e aumento do Número de Reynolds. Essa análise ratifica as conclusões de Njobuenwu e Wobo (2006) que demonstram, através de experimentos em laboratório, uma determinada tolerância dos fluidos sintéticos à incorporação de bentonita. Os autores apontam, no entanto, que existe um limite máximo de tolerância no teor de sólidos incorporados ao fluido, a partir do qual passariam a existir problemas relacionados à limpeza do poço, dentre eles, a diminuição da taxa de penetração.

Embora o poço 2 tenha apresentado variações expressivas, no poço 1 os valores de taxa de penetração foram praticamente constantes para todos os teores de incorporação de sólidos analisados. Esse resultado é consequência da ação conjunta das propriedades do fluido e parâmetros operacionais do poço. Além das variações do número de Reynolds no poço 1 serem menos significativas, em condições de campo, os valores mais baixos de peso sobre broca e rotação da coluna nesse poço propiciariam uma formação mais controlada de cascalhos no fundo do poço. Desse modo, a limpeza do fundo do poço poderia ser realizada de maneira mais eficiente que no poço 2, onde a rotação e o peso sobre broca são altos. Assim, no poço 1 as condições operacionais podem favorecer o desempenho da broca, tendo como consequência mínimas diminuições na taxa de penetração, mesmo com as variações nas propriedades do fluido.

Conclusões

As variações das propriedades dos fluidos de perfuração sintéticos, proporcionadas pelo

aumento do teor de sólidos, provocou variações mais significativas na taxa de penetração a partir de valores superiores a 10%, de modo que a ROP foi mantida praticamente constante até esse valor para os dois casos analisados.

As consequências do impacto das propriedades do fluido foram intensificadas pelos parâmetros operacionais do poço, que também são fatores que influenciam a ROP. Assim, no poço 2 os valores de ROP apresentam grandes alterações, uma vez que as variações nas propriedades do fluido são intensificadas pelo uso de maiores valores de peso sobre broca e rotação da coluna, o que resulta na formação de grande volume de cascalhos no fundo do poço e menor eficiência na limpeza.

Agradecimentos

À ANP, pelo apoio financeiro, através do PRH-42. Ao PefLab, pela fornecimento de dados para realização deste estudo.

Referências Bibliográficas

AL-KAYIEM, H. H., ZAKI, N. M., ASYRAF, M. Z., & ELFEEL, M. E. **Simulation of the cuttings cleaning during the drilling operation**. American Journal of Applied Sciences, 2010.

BILGESU, H. I. ALI, M. W., AMINIAN, K., & AMERI, S. **Computational Fluid Dynamics (CFD) as a tool to study cutting transport in wellbores**. In SPE Eastern Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers, 2002.

CORDEIRO, C.H.L. AMORIM L.V. **Influência da Incorporação de Argila Bentonítica nas Propriedades de Fluidos de Perfuração Sintéticos**, Relatório de Estágio, Universidade Federal de Campina Grande, 2016

COSTA, S.S; MARTINS, A.L.; DA FONTOURA, Sergio A.B. **SIMCARR-Simulador de Hidráulica de Perfuração e Carreamento de Cascalhos**. 2006.

NJOBUNWU, D. O., WOBO, C. A. **Effect of drilled solids on drilling rate and performance**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 55, n. 3, p. 271-276, 2007.

OSMAN, M.E. MOHAMMED, S.A. **Limestone, Shale Penetration Rate Equations Developed**, Oil and Gas Journal, Vol. 90, No., p. 78-81, 1992

SILVA, C. H. **Influência da incorporação de sólidos nas propriedades de fluidos de perfuração sintéticos**. 2014. 80f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Materiais) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia.