

Correlação para viscosidade aparente de fluido de perfuração em função da temperatura e pressão

Correlation for apparent viscosity of drilling fluid as function of temperature and pressure

RESUMO

Pedro Aurélio Targa Miranda
pedromiranda@alunos.utfpr.edu.br
Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, Paraná, Brasil

Admilson Teixeira Franco
admilson@utfpr.edu.br
Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, Paraná, Brasil

Nos últimos anos, a indústria de extração de petróleo explora poços com condições cada vez mais desafiadoras. Esses poços possuem elevados níveis de temperatura e pressão e são denominados de poços HPHT. Durante o processo de perfuração, o fluido de perfuração passa por alterações em suas propriedades reológicas devido as variações em temperatura e pressão. Prever o comportamento reológico do fluido é fundamental para a perfuração de poços. O presente trabalho tem como objetivo obter um modelo matemático que seja capaz de descrever a dependência da viscosidade de um fluido de perfuração olefínico em função da taxa de deformação, pressão e temperatura através de ajustes de dados obtidos experimentalmente. O software R foi utilizado para o planejamento fatorial e para o ajuste da regressão linear com interações entre os fatores, associando as variáveis temperatura, pressão e taxa de cisalhamento à variável viscosidade aparente. A equação do modelo matemático obtido apresentou coeficiente de correlação ajustado $R^2=0,980$ e por meio da análise de variância (ANOVA), verificou-se o nível de significância das variáveis independentes.

PALAVRAS-CHAVE: Fluido de perfuração. Propriedades reológicas. Modelo matemático.

ABSTRACT

In the last few years, the oil extraction industry has been exploring wells with increasingly challenging conditions. These wells have high levels of temperature and pressure and are called HPHT. During the drilling process, the drilling fluid undergoes changes in its rheological properties due to variations in temperature and pressure. Predicting the rheological behavior of the fluid is fundamental for well drilling. This work has the objective of obtaining a mathematical model that is able to describe viscosity dependency of an olefin drilling fluid as function of shear rate, pressure, and temperature by fitting experimental data. R software was employed for the factor planning and linear regression adjustment with interactions between the factors, associating the variables temperature, pressure and shear rate to the apparent viscosity variable. The equation of the obtained mathematical model presented presented a high adjusted correlation coefficient $R^2=0.980$ and through the analysis of variance (ANOVA), the level of significance of the independent variables was verified.

KEYWORDS: Drilling fluid. Rheological properties. Mathematical model.

Recebido: 19 ago. 2020.

Aprovado: 01 out. 2020.

Direito autorial: Este trabalho está licenciado sob os termos da Licença Creative Commons-Atribuição 4.0 Internacional.



INTRODUÇÃO

Nos últimos anos as indústrias de extração de petróleo exploram poços cada vez mais profundos. Esses poços apresentam condições de pressão e temperatura extremamente elevadas e, por esse motivo, são classificados como poços HPHT (High Pressure, High Temperature). Tais poços HPHT possuem temperaturas de 150 a 205 °C e pressões de 690 a 1380 bar (TELESFORO, 2017).

Os fluidos de perfuração são essenciais na perfuração de poços de petróleo, pois o sucesso da perfuração depende das propriedades e da seleção adequada do fluido (HERMOSO; MARTÍNEZ-BOZA; GALLEGOS, 2014). Entre as principais funções do fluido, pode-se destacar o resfriamento e lubrificação da broca e da coluna de perfuração, o transporte de cascalho gerado pela perfuração, a manutenção da estabilidade do poço e a redução de atrito entre as paredes do poço e a coluna de perfuração (DRILLING FLUIDS ENGINEERING MANUAL, 1998).

Entretanto, tais funções dependem do comportamento reológico do fluido de perfuração, o qual sofre influência significativa de acordo com as condições de temperatura, pressão e taxa de cisalhamento impostas (COMPOSITION AND PROPERTIES OF DRILLING AND COMPLETION FLUIDS, 2011). Desse modo, o entendimento de como as condições de pressão, temperatura e taxa de cisalhamento afetam a viscosidade aparente do fluido de perfuração é fundamental para a correta previsão da perda de carga durante a perfuração.

Uma das principais maneiras de identificar as propriedades de um fluido é através da obtenção da curva de escoamento. Essa curva é normalmente obtida a partir de testes com tensão de cisalhamento ou taxa de deformação controlada, até que a resposta do material em equilíbrio seja alcançada, avaliando o comportamento da viscosidade em função da taxa de deformação em regime permanente (SCHRAMM, 2006).

Posto isto, a partir da obtenção da curva de escoamento a indústria petrolífera pode prever o comportamento dos fluidos de perfuração quando submetidos a diferentes condições de temperatura, pressão e taxa de cisalhamento. A partir dos dados experimentais, pode-se propor modelos matemáticos que prevejam e descrevam o comportamento dos fluidos de perfuração nas mais variadas condições.

Tendo em vista este cenário, o trabalho tem como objetivo obter um modelo matemático que permita descrever adequadamente o comportamento de um fluido de perfuração olefínico através do ajuste de dados obtidos experimentalmente considerando os efeitos de pressão, temperatura e taxa de cisalhamento. Para isso, foi utilizando o software R e modelos de regressão linear aplicados em dados experimentais realizados em condições HPHT.

MATERIAIS E MÉTODOS

Os dados experimentais utilizados foram cedidos pelo Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES) e obtidos através de ensaios reométricos realizados no viscosímetro Grace M7500 Ultra HPHT. Os ensaios foram efetuados com amostras de um fluido de perfuração olefínico com densidade de 10,5 lb/gal.

Os dados recebidos foram realizados com os parâmetros apresentados no Quadro 1. Nos ensaios, a viscosidade aparente do fluido de perfuração foi obtida para todas as taxas que foram aplicadas para as diferentes pressões e temperaturas.

Quadro 1 – Parâmetros do ensaio reológico

Temperatura (°C)	Pressões (bar)	Taxas (s ⁻¹)
25	1; 69; 138; 276; 552; 827; 1103	1021,8; 510,9; 340,6; 170,3; 102,2
65	1; 69; 138; 276; 552; 827; 1103	1021,8; 510,9; 340,6; 170,3; 102,2
93	1; 69; 138; 276; 552; 827; 1103	1021,8; 510,9; 340,6; 170,3; 102,2
121	1; 69; 138; 276; 552; 827; 1103	1021,8; 510,9; 340,6; 170,3; 102,2

Fonte: Autoria própria (2020).

O programa utilizado para o ajuste dos dados e obtenção do modelo matemático foi o software R. Esse software usa a linguagem de programação R que é amplamente aplicada na formatação, controle, análise e visualização de dados. Ademais, com o uso de pacotes de recursos é possível implementar com facilidade diversas funções não disponíveis no software padrão.

No primeiro momento, para a manipulação dos dados recebidos foi instalado o pacote de recurso FRF2 (Fractional Factorial Designs with 2-Level Factors). Com este pacote foi possível realizar um planejamento fatorial do tipo 2³ e repetição no ponto central com o objetivo de verificar a influência da temperatura, pressão e taxa de cisalhamento na viscosidade aparente do fluido de perfuração olefínico. O Quadro 2 exibe os parâmetros codificados e originais do planejamento fatorial.

Quadro 2 – Parâmetros codificados e originais do planejamento fatorial

Ponto	Código	Temperatura (°C)	Pressão (bar)	Taxa (s ⁻¹)
Mínimo	-1	25	1	102,18
Central	0	65	276	340,6
Máximo	1	121	1103	1021,8

Fonte: Autoria própria (2020).

Em seguida, uma matriz M_{9x3} codificada com combinações de pontos mínimos, centrais e máximos foi obtida como resultado do planejamento fatorial. Na decodificação da matriz foi substituído os valores de temperatura, pressão e taxa de cisalhamento. Além disso, foi adicionado os respectivos valores de viscosidade aparente para cada uma das combinações geradas pelo planejamento fatorial. O Quadro 3 apresenta os parâmetros utilizados na execução do ajuste matemático.

Quadro 3 – Parâmetros utilizados na execução do ajuste matemático

Teste	Temperatura (°C)	Pressão (bar)	Taxa (s ⁻¹)	Viscosidade aparente (Pa.s)
T1	121	1	102,18	0,037
T2	25	1	102,18	0,223
T3	25	1103	102,18	0,447

Teste	Temperatura (°C)	Pressão (bar)	Taxa (s ⁻¹)	Viscosidade aparente (Pa.s)
T4	121	1	1021,8	0,015
T5	121	1103	1021,8	0,037
T6	25	1	1021,8	0,073
T7	121	1103	102,18	0,094
T8	25	1103	1021,8	0,206
T9	65	276	340,6	0,047

Fonte: Autoria própria (2020).

Por fim, com os dados do Quadro 3 foi realizado no software R o ajuste de regressão linear com interações entre os fatores, relacionando as variáveis temperatura, pressão e taxa de cisalhamento à variável viscosidade aparente. A equação inserida no software R é representada pela Eq. (1).

$$\eta(T, P, \dot{\gamma}) = T + P + \dot{\gamma} + T^2 + TP + T\dot{\gamma} + P^2 + P * \dot{\gamma} + \dot{\gamma}^2 \quad (1)$$

onde η é a viscosidade aparente, T é a temperatura, P a pressão e $\dot{\gamma}$ a taxa de cisalhamento.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Eq. (2) foi obtida no software R através da regressão linear com interação entre os fatores.

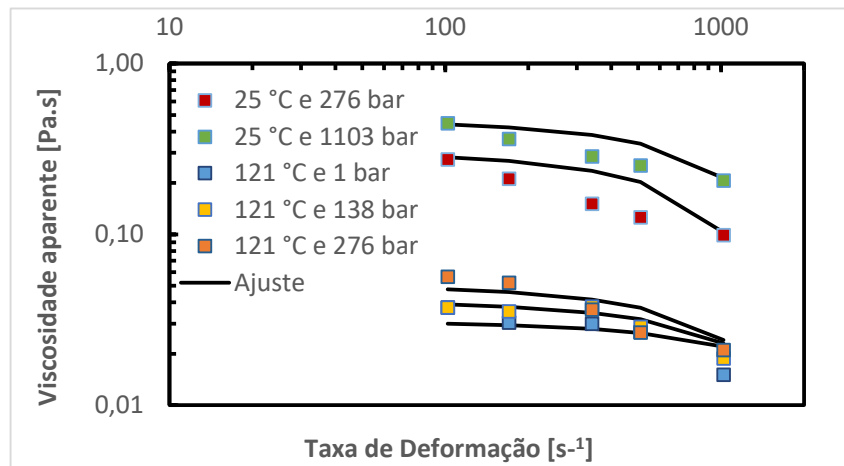
$$\eta(T, P, \dot{\gamma}) = 4,503 * 10^{-1} - 9,294 * 10^{-3}T + 2,298 * 10^{-4}P - 2,224 * 10^{-4}\dot{\gamma} + 4,816 * 10^{-5}T^2 - 1,314 * 10^{-6}TP + 1,767 * 10^{-6}T\dot{\gamma} - 6,217 * 10^{-8}P\dot{\gamma} \quad (2)$$

A equação apresentou coeficiente R² igual a 0,9975 e R² ajustado igual a 0,980. Por um lado, o coeficiente R² indica quão próximos os dados inseridos estão da linha de regressão ajustada pela equação. Por outro, o coeficiente R² ajustado também leva em consideração o número de variáveis independentes inseridas na equação. Para ambos, quanto mais próximo de 1, melhor o modelo explica a variabilidade dos dados do planejamento fatorial.

Além disso, por meio da análise de variância (ANOVA) verificou-se que em nível de significância de 10% os efeitos dos fatores temperatura, taxa de cisalhamento e pressão são significativos na viscosidade aparente. No entanto, observou-se que as interações entre os fatores não são significativas em nível de 10%.

Por fim, na Figura 1 é apresentada a comparação entre os dados experimentais da viscosidade aparente em função da taxa de deformação para diferentes condições de pressão e temperatura e o ajuste obtido através da regressão linear com interação entre os fatores.

Figura 1 – Curva de viscosidade aparente experimental e ajuste para o modelo da dependência da viscosidade aparente com a temperatura, pressão e taxa de cisalhamento



Fonte: Autoria própria (2020).

Ao analisar o gráfico verifica-se que, apesar do coeficiente R^2 ajustado obtido apresentar valor elevado, o modelo matemático não se ajustou corretamente aos valores experimentais. Para baixas temperaturas, a curva do ajuste encontra-se ainda mais distante dos valores reais. Para altas temperaturas essa distância diminui, mas não o suficiente para justificar o elevado valor do R^2 ajustado.

Isso ocorre pois ao se utilizar os dados do planejamento fatorial no software R para o ajuste, a equação matemática obtida modela somente os dados experimentais pertencentes ao planejamento fatorial. Dessa forma, o software R encontra uma equação com coeficientes que se ajustam aos dados do planejamento fatorial e não a todos os dados experimentais. Sendo assim, o coeficiente R^2 ajustado representa o grau de ajuste do modelo somente em relação aos valores do planejamento fatorial.

Além disso, a regressão linear com interação entre os fatores retorna a equação de uma reta. Essa reta representa a tendência dos valores de viscosidade aparente em dependência da temperatura, pressão e taxa de cisalhamento. Entretanto, quando plotados os valores experimentais para a viscosidade aparente obtém-se uma curva. Desse modo, a equação da reta obtida pela regressão linear não representa corretamente a curva da viscosidade aparente.

Assim, uma possível solução para esse problema seria obter o modelo matemático através de uma regressão não linear com múltiplas variáveis independentes. Ademais, é necessário inserir no software um maior número de dados de entrada ou um planejamento fatorial mais abrangente.

CONCLUSÃO

No presente trabalho foi investigado um modelo matemático que represente a dependência da viscosidade aparente com a temperatura, pressão e taxa de cisalhamento. Através do trabalho, pode-se concluir que:

- i. A temperatura, pressão e taxa de cisalhamento influenciam significativamente a viscosidade aparente do fluido de perfuração;
- ii. A regressão linear com interação entre os fatores retorna a equação de uma reta, a qual não representa adequadamente a curva da viscosidade aparente experimental;
- iii. O modelo matemático obtido através da regressão linear com interação entre os fatores apresentou elevado coeficiente R^2 ajustado para os dados do planejamento fatorial, entretanto não se ajustou corretamente aos dados experimentais.
- iv. Uma regressão não linear com múltiplas variáveis independentes pode obter um modelo mais fiel aos dados experimentais da viscosidade aparente.

AGRADECIMENTOS

Ao apoio financeiro da Petrobras, CAPES e CNPq. E a todo o suporte da equipe do Multilab LabReo-CERNN/UTFPR.

REFERÊNCIAS

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. **Composition and properties of drilling and completion fluids**. 6. ed. Gulf Professional Publishing, 2011.

Drilling fluids engineering manual. M-I Drilling Fluids Co, 1998.

HERMOSO, J.; MARTÍNEZ-BOZA, F. J.; GALLEGOS, C. Organoclay influence on high pressure-high temperature volumetric properties of oil-based drilling fluids. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 151, n. 1, p. 13–23, set. 2016.

SCHRAMM, G. **Fundamentos teóricos e práticos de reologia e reometria**. 2. Ed. São Paulo: Artliber Ed., 2006.

TELESFORO, H. A. S. Rheological Behavior of an OBM sample of the GOM under XHPHT Conditions. Master's thesis: **Texas A&M University**, 2017.