

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Aplicação Da Metodologia De Planejamento Experimental Para O Estudo Do Comportamento Reológico De Fluidos De Perfuração

AUTORES:

Rebeca N. Sacramento^{1,3*}, Karla Oliveira- Esquerre¹, Elessandre A. de Souza², Ângelo M. Vianna², Cleysson C. Corrêa³, Georgiana F. da Cruz³

*rebeca.nsacra@gmail.com

INSTITUIÇÃO:

¹Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial(PEI), Universidade Federal da Bahia(UFBA)

²Petróleo Brasileiro S.A., Av. República do Chile, 65 - Centro - Rio de Janeiro, RJ

³Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo (LENEP), Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro (UENF)

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL PARA O ESTUDO DO COMPORTAMENTO REOLÓGICO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Abstract: During the last few years, offshore drilling fluids operations in Brazil have been adapting to the new environmental regulations, regarding the disposal of drilling fluids. Due to this fact, alternative drilling fluids technologies were developed and the study of rheological properties of these fluids became fundamental. This paper proposes a statistical design approach based on a factorial design to study the effects of different variables on the rheological properties of drilling fluids. Temperature, pressure, shear rate and mud weight were considered, independent variables, which potentially affect the rheological parameters. The main effects as well as the interactions effects were determined and examined. The significance and validity of the models were confirmed by statistical analysis and verification experiments. Two types of fluids were compared: olefin-based and glycerin-based drilling fluids. A high accuracy advanced rheometer (GRACE M7500 Ultra HPHT Rheometer), capable of continuous shear rate sweep was used during the development of this study. The rheometer set-up was maintained constant for all tested drilling fluids. The sample was subjected to a stepped ramp or steady state flow once the required temperature was achieved and stabilized in order to build the isothermal flow curve. The rheological measurements were taken at 8 different shear rates after continuous rotation from 5 to 1021 s^{-1} . The ANOVA of derived Statistical Models for apparent viscosity was applied to test significance of the model regression and identify important factors and second interactions between the factors involved. The olefin-based fluid showed more interaction between temperature and other variables. Glycerin-based are more stable when compared to olefin-based fluids. The proposed statistical model can determine the influence of key parameters on the rheological properties of drilling fluids, showing that glycerin-based fluid is also suitable to different temperature conditions. The DOE can be applied to optimize rheological properties estimation in addition to simplify tests procedures, saving time and reducing costs.

Introdução

A descoberta de petróleo e gás no pré-sal da costa brasileira em 2006, composta por grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e com alto valor comercial, trouxe novos horizontes para o setor petrolífero no Brasil [6]. Essa nova perspectiva exploratória evidenciou um ambiente desafiador para a perfuração devido as novas regulamentações ambientais de proteção ao meio ambiente. Nos últimos anos, a exploração *offshore* vem passando por uma adequação das normas ambientais, quanto ao uso e descarte de fluido de perfuração, o que vem acarretando o desenvolvimento de novas tecnologias para perfuração em águas ultra profundas. Neste sentido, os fluidos de perfuração sintéticos, os quais foram desenvolvidos como alternativa aos fluidos base óleo, vêm sendo amplamente aplicados devido a sua maior estabilidade a altas temperaturas, além de proporcionar alta lubrificidade e estabilidade do poço e serem considerados menos agressivos ao meio ambiente [4].

O fluido mais utilizado pelas companhias operadoras era uma emulsão inversa (água/óleo) com fase externa de *n*-parafina. No entanto, com as novas normas de descarte de cascalhos oriundos da perfuração, esse fluido foi gradativamente sendo substituído por outras formulações, tais como os fluidos sintéticos base olefina que possuem maior biodegradabilidade e menor toxicidade quando comparado ao fluido base parafínica, além de atender as normas ambientais referentes ao seu descarte [1,6,14].

A parceria estabelecida entre o Laboratório de Exploração e Produção de Petróleo (LENEP) em conjunto com o CENPES/Petrobras iniciada em 2010, viabilizou uma pesquisa que utiliza a glicerina bruta como base para fluidos de perfuração para poços de petróleo e gás. Um novo sistema de fluidos de perfuração foi desenvolvido atendendo as novas regulamentações ambientais, além de apresentar performance técnica testada em laboratório semelhante aos fluidos sintéticos [5]. A parceria entre as duas instituições hoje está atribuída ao projeto "Modelagem de invasão de fluido de perfuração em meio poroso carbonático fraturado e avaliação / desenvolvimento do fluido de perfuração base glicerina bruta em rochas carbonáticas, salinas e folhelhos" (Processo 2017/00096-9; Nº SAP 4600566072), dando

continuidade ao estudo das propriedades reológicas e PVT do novo sistema de fluidos em diferentes condições de temperatura e pressão.

O novo fluido aquoso base glicerina apresentou maior eficiência da lubricidade quando comparado aos fluidos base aquosa polimérico salgado e lubricidade semelhante aos fluidos base sintética parafina. Além disso, este novo fluido possui baixa toxicidade aguda se comparado aos demais sistemas de fluidos existentes [5]. Em adição, Malgaresi et al. (2018) realizaram um estudo comparativo do fluido base glicerina e de um fluido base água durante a injeção em meio poroso. Neste estudo os autores observaram que a perda de filtrado para o fluido base glicerina mostrou-se até cinco vezes menor, quando comparado ao fluido base água. Além disso, o reboco atingiu a estabilização quase duas vezes mais rápida para fluido base glicerina e a permeabilidade reversa para o fluido base glicerina mostrou-se significativamente maior, quando comparado a injeção de fluido base água. Por fim, o fluido base água apresentou invasão de fluido após formação do reboco, enquanto o fluido base glicerina não penetrou a rocha.

Os estudos envolvendo este novo sistema de fluidos continuam em andamento envolvendo diferentes aspectos, dentre os quais destaca-se o estudo das suas propriedades reológicas. O estudo das propriedades reológicas dos fluidos de perfuração está diretamente ligado ao processo de perfuração. A estabilidade do poço envolve a correta escolha da janela de densidade do fluido afim de prevenir o colapso ou o fraturamento e por consequência perda de circulação do poço. No entanto, esse cálculo é dependente do modelo reológico utilizado, das propriedades do fluido e da temperatura [10]. Uma aplicação arbitrária de somente um modelo para toda região de operação, sem avaliação do seu comportamento reológico pode acarretar previsões incorretas de perda de carga e densidade de circulação [9].

Neste contexto, as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração, especialmente fluidos novos como o fluido base glicerina, são fundamentais para determinar o desempenho e comportamento desses fluidos. Essas propriedades são afetadas por inúmeros fatores, incluindo teor de sólidos (densidade), razão água-óleo (W-O) no caso das emulsões inversas, tamanho e tipo de partículas dos sais, composição química, temperatura, pressão, além de compatibilidade e interações entre esses fatores [13].

Dentro deste contexto, este trabalho propõe uma abordagem estatística baseado em um planejamento fatorial para estudar os efeitos de diferentes variáveis no comportamento reológico de fluidos de perfuração a base de olefina (FBO) e glicerina (FBG). Ferramentas estatísticas foram utilizadas como forma de quantificar a influência desses diversos fatores nos fluidos de perfuração, em condições de alta temperatura e pressão, considerando-se a temperatura, pressão, taxa de cisalhamento e a densidade como variáveis/fatores independentes.

Metodologia

A metodologia aplicada neste trabalho foi dividida em duas partes: i) formulação dos fluidos de perfuração e medida das suas propriedades reológicas e ii) planejamento experimental e análise estatística dos dados obtidos. Todas as etapas dessa metodologia foram aplicadas para os fluidos de perfuração base glicerina (FBG) e olefina (FBO).

Formulação dos fluidos e medida das propriedades reológicas

Os fluidos foram formulados seguindo as normas API RP 13B-1 e API RP 13B-1 [2,3]. O fluido base glicerina foi formulado e produzido no Laboratório de Fluidos do LENEP e o fluido base olefina foi formulado e produzido no CENPES/Petrobras, sendo posteriormente transportado para realização dos testes no Laboratório de Fluidos do LENEP/UENF.

Os testes de reologia foram realizados no reômetro modelo M7500 Ultra HPHT (*High Temperature/High Pressure*). O equipamento possui um cilindro coaxial, rotacional, capaz de realizar medidas em alta temperatura (atingindo até 600 °F) e pressão (até 30,000 psi) e está conectado a um computador para aquisição e monitoramento de dados em tempo real e a um sistema de refrigeração (banho-maria) para situações de temperaturas extremas (altas e baixas). Após a estabilização da temperatura selecionada, as curvas isortemas foram registradas variando a taxa de cisalhamento entre 5 e 1021 s⁻¹ e a pressão de 0 a 16000 psi. Todos os dados, medidos em duplicata, foram registrados para posterior análise e interpretação no *software* R. A Figura 1 mostra uma representação esquemática do aparato experimental utilizado para a medida da reologia e um exemplo de resultado que pode ser obtido.

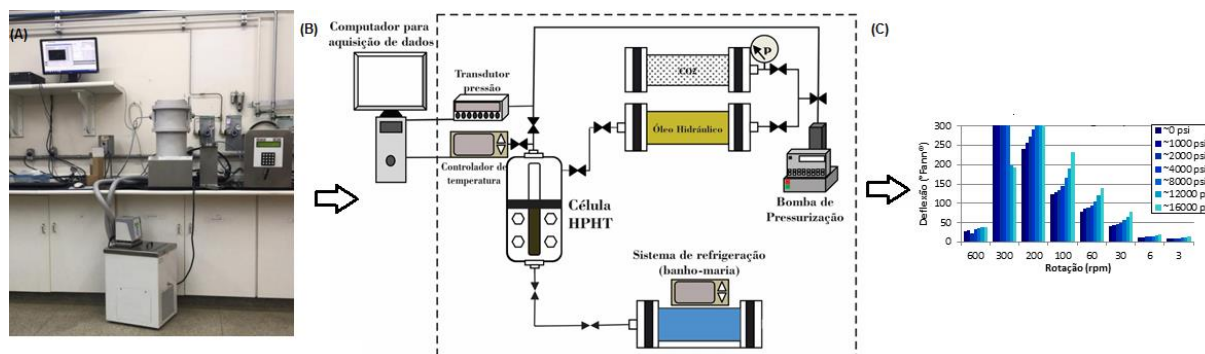


Figura 1 – (A) Imagem ilustrativa do reômetro GRACE M7500 Ultra HPHT; (B) representação esquemática do funcionamento do reômetro e (C) tipo de resultado que pode ser obtido deste equipamento.

Planejamento Experimental

A metodologia de planejamento experimental foi aplicada como forma de avaliar a influência da temperatura, pressão, taxa de cisalhamento e densidade no comportamento reológico dos fluidos [12]. É válido ressaltar que em condições reais de poço, os fatores temperatura e pressão não são facilmente controlados e, portanto, o objetivo deste trabalho foi estimar o comportamento do fluido sob diferentes condições P-T, para posteriormente avaliar a otimização da composição do fluido de perfuração, que é facilmente controlada e manipulada.

Um planejamento fatorial com ponto central foi utilizado. Os fatores e níveis originais e codificados encontram-se na Tabela 1. A réplica do ponto central foi aplicada para calcular o ruído ou grau de liberdade do erro experimental, além de avaliar a não linearidade modelo. Em um planejamento fatorial, sem ponto central não é possível avaliar a não linearidade do sistema [12]. Para isso utilizou-se o *software* R, ambiente para computação gráfica e estatística. A linguagem R fornece uma variedade de técnicas estatísticas como modelagem linear e não linear, testes de classificação estatística, além de possuir ferramentas gráficas de visualização avançada.

O estudo reológico foi realizado segundo as normas API [2,3], sendo determinada a viscosidade aparente (VA) no reômetro HPHT para os dois fluidos de perfuração estudados (base olefina e glicerina).

Tabela 1- Fatores e níveis originais e codificados utilizados para o planejamento experimental

Níveis	Códigos	Temperatura (°F)	Pressão (psi)	Taxa de cisalhamento (s ⁻¹)	Densidade (ppg) FBO	Densidade (ppg) FBG
Mínimo	-1	50	4000	5	8,5	10,0
Central	0	150	8000	511	9,5	10,5
Máximo	1	250	12000	1021	10,5	11,0

Os níveis do fator ‘densidade’ foram escolhidos em intervalos diferentes para os dois fluidos devido ao fato de não se obter densidades menores que 10 ppg para o fluido FBG.

Resultados e Discussão

O planejamento fatorial com um ponto central foi aplicado e equações de regressão foram derivadas para viscosidade aparente (VA) dos dois fluidos FBO e FBG. As equações descrevem o comportamento da resposta VA em várias condições de temperatura, pressão, taxa de cisalhamento e densidade, assim como as interações entre essas variáveis. Estatisticamente as equações foram consideradas adequadas com nível de significância de 5%. As principais propriedades estatísticas das equações para os dois fluidos podem ser vistas nas Tabelas 2 e 3 e foram obtidas por meio da análise de variância (ANOVA).

Tabela 2 – Análise de variância ANOVA para significância do modelo de regressão para o fluido base olefina (FBO)

FBO	Df	SSE	MSE	Teste F	valor-p
Termo de primeira ordem	4	91222767	22805692	10,419	0,0003966
Termos de interações duplas	6	47776600	7962767	3,638	0,021
Residual	14	30643184	2188799		
R ²	0,88				

Df: grau de liberdade, SSE: Soma de quadrados do erro, MSE: Erro quadrático médio, R²: coeficiente de determinação.

Tabela 3 – Análise de variância ANOVA para significância do modelo de regressão para o fluido base glicerina (FBG)

FBG	Df	SSE	MSE	Teste F	valor-p
Termo de primeira ordem	4	4123228	1030807	37,517	0,0000002438
Termos de interações duplas	6	1717200	286200	10,416	0,0001747
Residual	14	384653	27476		
R ²	0,95				

Df: grau de liberdade, SSE: Soma de quadrados do erro, MSE: Erro quadrático médio, R²: coeficiente de determinação.

Os modelos de regressão foram considerados estatisticamente significativos considerando um intervalo de confiança de 95%, além de apresentar alto valor do coeficiente de determinação ($R^2 > 0.85$). A significância do modelo também foi avaliada comparando os valores do teste F com valores tabelados [12]. Neste caso os valores do teste F foram maiores que os valores tabelados para os termos de primeira ordem e de interação dupla. Comparando-se os fluidos base olefina (Tabelas 2) e base glicerina (Tabela 3), observa-se que o modelo de regressão para o fluido FBG apresenta um coeficiente R² mais elevado, indicando que uma maior variabilidade dos dados é explicada pelo modelo de regressão.

Além da análise de variância, a metodologia de superfície de resposta foi aplicada para os dois fluidos. Esta ferramenta estatística fornece informações visuais interessantes sobre o comportamento geral das variáveis de respostas, no caso a viscosidade aparente. Assim, o estudo da influência dos principais parâmetros sobre a reologia para os fluidos base olefina (Figuras 3 e 4) e base glicerina (Figuras 5 e 6) foi realizado por meio de superfícies de resposta com dois fatores e a resposta da VA.

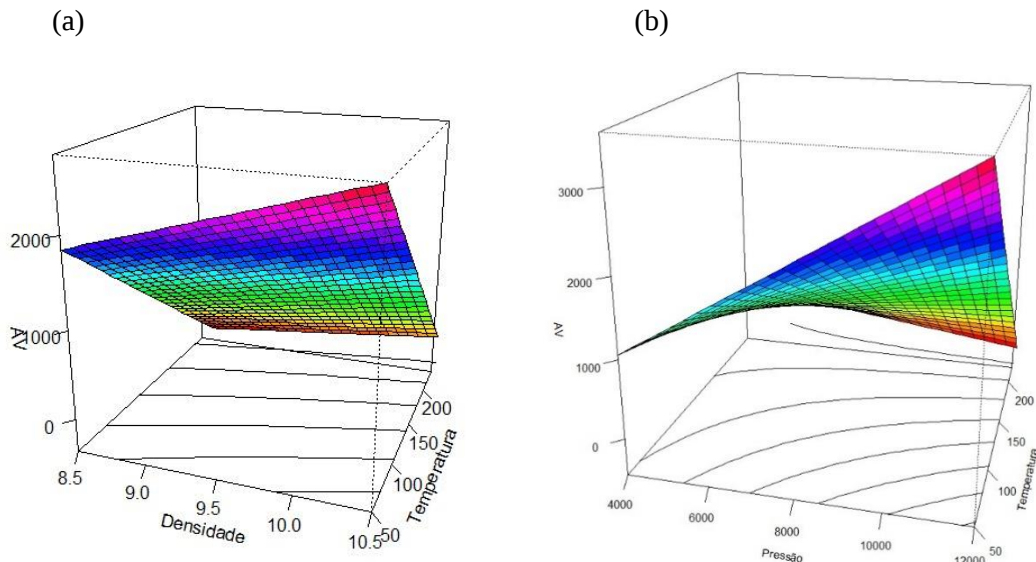


Figura 3- Gráficos de superfície de resposta para fluido base olefina (FBO). (a) corte transversal com taxa de cisalhamento (TC) de 511 e Pressão de 8000 psi. (b) corte transversal para TC de 511 e densidade de 9,5ppg.

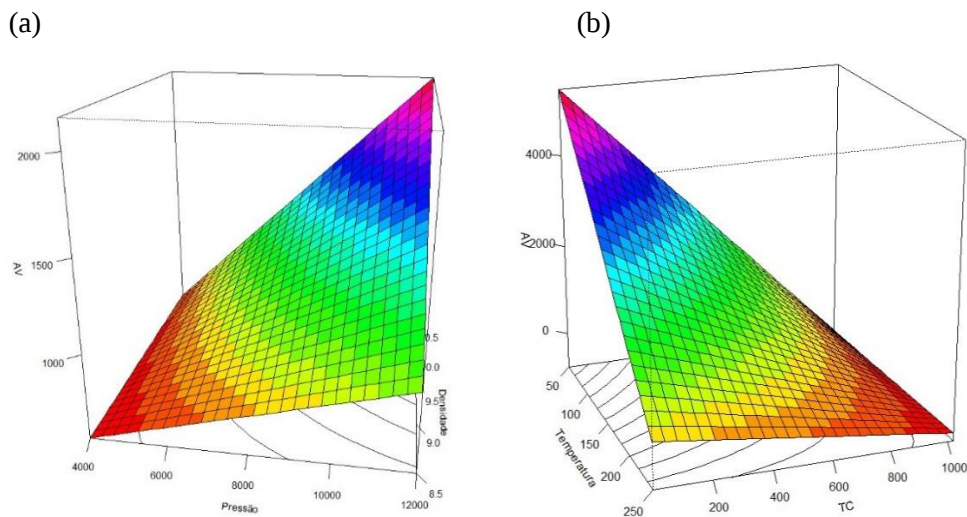


Figura 4- Gráficos de superfície de resposta para fluido base olefina (FBO). (a) Corte transversal com TC de 511 e temperatura de 150 °F e (b) Corte transversal para densidade de 9,5 ppg e pressão de 8000 psi.

Na Figura 3(a) é possível notar que o efeito de interação da temperatura com a densidade apresenta um comportamento aproximadamente linear. Com o aumento da densidade, observa-se o aumento da VA. Por outro lado, o aumento da temperatura apresenta efeito negativo na resposta. Adicionalmente, na Figura 4(a), observa-se que o aumento da pressão causa o aumento de VA e este efeito positivo também é observado para o aumento da densidade. Já na figura 4(b), observa-se que o aumento da taxa de cisalhamento causa diminuição na viscosidade aparente.

Além disso, ao avaliar-se a Figura 3(b), nota-se que o efeito de interação da temperatura com a pressão não se aproxima de um comportamento linear. Esse é um resultado muito importante quando se considera condições de HPHT, uma vez que a interação entre P-T influencia diretamente na reologia do fluido e entender de que forma eles interagem pode otimizar as previsões desse comportamento.

Para efeito de comparação, plotou-se nas Figuras 5 e 6 as superfícies de resposta para o fluido base glicerina (FBG). Para as quatro superfícies de resposta observa-se um comportamento aproximadamente linear da VA. Além disso, os valores de VA são de magnitude quase 3 vezes menor

que o que encontrado para o fluido base olefina, mostrando a primeira importante diferença entre a reologia dos dois fluidos.

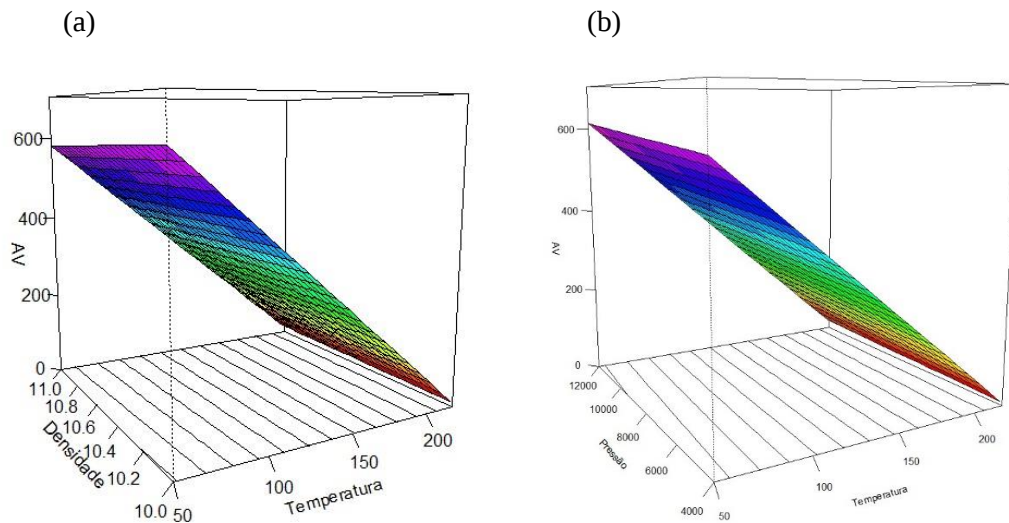


Figura 5- Gráficos de superfície de resposta para fluido base glicerina (FBG). (a) corte transversal com TC de 511 e pressão de 8000 psi. (b) corte transversal com TC de 511 e densidade de 10,5 ppg.

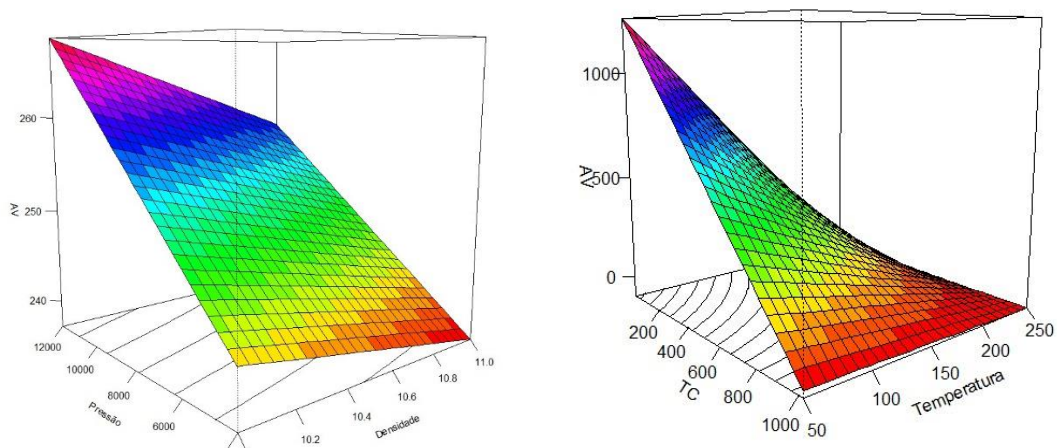


Figura 6- Gráficos de superfície de resposta para fluido base glicerina (FBG). (a) corte transversal com TC de 511 e temperatura de 150 °F. (b) Corte transversal com densidade de 10,5 ppg e pressão de 8000 psi.

Na Figura 5(a) é possível notar que o aumento da densidade causa um pequeno aumento da VA (< 50 cP). Por outro lado, o aumento da temperatura apresenta efeito significativo (negativo) na resposta. Esse comportamento é muito semelhante ao encontrado na Figura 5(b) para temperatura e pressão. Dessa forma nota-se que, ao contrário do comportamento observado para o fluido base olefina, os fatores pressão e densidade quase não apresentam efeito na resposta, quando se leva em conta a interação com a temperatura. Além disso, os fatores pressão e temperatura não apresentam interação significativa, mostrando uma importante característica do fluido base glicerina, comparado ao fluido olefina.

Adicionalmente, na Figura 6(a), observa-se que o aumento da pressão causa aumento no comportamento de VA. Por outro lado, o aumento da densidade, causa diminuição (< 10 cP) da viscosidade aparente, o que não era esperado. Como o intervalo de densidade para o fluido FBG é pequeno (1 ppg) pode-se considerar que este valor está dentro do ruído das medidas, e neste caso a variação da viscosidade aparente com a densidade, não deve ser avaliada.

Além disso, a análise da Figura 6 (b) também mostra que o efeito da taxa cisalhamento é completamente dominante, quando analisado com a temperatura, resultado oposto ao encontrado para o

fluido base olefina (FBO). Ainda, nota-se que a interação entre temperatura e taxa de cisalhamento apresenta aspectos de não-linearidade, o que pode ser avaliado como um modelo de segunda ordem.

Conclusões

Após a seleção de variáveis, um planejamento experimental fatorial foi desenvolvido mostrando que o comportamento reológico dos fluidos de perfuração depende da temperatura, pressão, taxa de cisalhamento e densidade do fluido, assim como também das interações de alguns desses fatores.

As curvas de superfície de resposta mostraram que a temperatura influencia significativamente o comportamento reológico dos fluidos de perfuração base sintética olefina (FBO) e base glicerina (FBG).

O fluido FBO mostrou interação significativa entre todos os fatores o que mostra a importância de estudar o comportamento das propriedades reológicas do fluido sob os efeitos de diversas condições. Ressalta-se que para este fluido é necessário fazer uma avaliação mais criteriosa do efeito de interação entre os fatores e deve-se considerar a aplicação de um modelo de segunda ordem.

O fluido FBG apresenta comportamento para viscosidade aparente aproximadamente linear, evidenciando interação mais significativa da temperatura com a taxa de cisalhamento e quase nenhuma interação entre outros fatores.

Por fim, o modelo derivado para viscosidade aparente identificou importantes fatores assim como interações de primeira ordem entre os fatores desenvolvidos. O modelo estatístico proposto determinou quais parâmetros principais influenciam as propriedades reológicas dos fluidos, mostrando que apesar de ambos fluidos serem adequados para diferentes condições de temperatura e pressão, o fluido base glicerina apresentou maior estabilidade nessas condições, quando comparado ao fluido base olefina.

Dessa forma, o planejamento experimental pode ser aplicado para otimizar a determinação de propriedades reológicas em diferentes condições de temperatura, além de simplificar procedimentos experimentais, reduzindo custo e tempo associado.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Laboratório de Fluidos do LENEP/UENF, ao Programa de Engenharia Industrial PEI/UFBA, Petrobras (Processo 2017/00096-9; Nº SAP 4600566072) e a CAPES (Código financeiro 001) pelo apoio técnico e suporte financeiro.

Referências Bibliográficas

- [1] AMERICAN CHEMISTRY COUNCIL. **A Comparison of the Environmental Performance of Olefin and Paraffin Synthetic Base Fluids (SBF)**. [s.i], 2006. 22 f.
- [2] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API RP 13B-1: Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids**. 5 ed. [s.i]: American Petroleum Institute (api), 2017.
- [3] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API RP 13B-2: Recommended Practice for Field Testing Oil-based Drilling Fluids**. 5 ed. [s.i]: American Petroleum Institute (api), 2014. 156 p.
- [4] CAENN, R.; DARLEY, HCH.; GRAY, George R.. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. 6. ed. Waltham: Elsevier, 2011. 696 f. (Gulf Professional Publishing).
- [5] CORREA C. C. , DA CRUZ G. F., VAZ JR A. S. L., ARAÚJO B S. A., DA SILVA A. A., RODRIGUES R. A., LOMBA R. F. T., WALDMANN A T. A., "Avaliação Do Potencial Uso De Bioglicerina Como Base Para Formulação De Fluidos De Perfuração Aquosos Para Poços De Petróleo e Gás ...", Química Nova 40, 4 (2017), pp. 373-387.
- [6] DEMIRDAL, Barkim; CUNHA, Jose C..Olefin-Based Synthetic-Drilling-Fluids Volumetric Behavior Under Downhole Conditions. **Spe Drilling & Completion**, [s.l.], v. 24, n. 02, p.239-248, 1 jun. 2009. Society of Petroleum Engineers (SPE).
- [7] EPE- Empresa de Pesquisa Energetica, "Desafios do Pre-Sal", Ministerio de Minas e Energia - MME Documento de Apoio PNE 250 (20198), pp. 17.
- [8] IBAMA. Instrução Normativa nº 1 de 2018. [S.l.], 2018.

- [9] KOK, M. V., Determination of Rheological Models for Drilling Fluids (A Statistical Approach). Energy Sources, [s.l.], v. 26, n. 2, p.153-165, fev. 2004. Informa UK Limited.
- [10] MACHADO, J. C. V. Reologia e escoamento. 1. ed. [S.l.]: Editora Interciencia, 2002. 258 p.
- [11] MALGARESI G. V.C., VAZ JR. A. S.L., CORREA C. C., DA CRUZ G. F., LOMBA R. F.T., WALDMANN A. T. A., "A new crude-glycerin-based drilling fluid", Journal of Petroleum Science and Engineering 160 (2018), pp. 401-411.
- [12] MONTGOMERY, D.C. Design and Analysis of Experiments. 9. ed. Arizona State University: John Wiley & Sons, Inc., 2017. 734 p. 749 f.
- [13] SHAHRIAR, A.; NEHDI, M. L. Optimization of rheological properties of oil well cement slurries using experimental design. **Materials and Structures**, [s.l.], v. 45, n. 9, p.1403-1423, 8 fev. 2012. Springer Nature.
- [14] ZAMORA, M.; ROY, S.; SLATER, K.; TRANCOSO, J. Study on the volumetric behavior of base oil, brines and drilling fluids under extreme temperatures and pressures. **SPE Drilling Completion**, v. 28, n. 3, p. 278–288, 2013.