

Avaliação dos efeitos da temperatura nas propriedades reológicas de fluidos de perfuração à base olefina

Evaluation of temperature effects on rheological properties of olefin-based drilling muds

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

Géssica Palaoro de Mello
gessicamello@alunos.utfpr.edu.br
Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, Paraná, Brasil

Jonathan Felipe Galdino
jgaldino@utfpr.edu.br
Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, Paraná, Brasil

As atuais reservas de petróleo encontram-se em águas profundas e ultraprofundas. Durante a perfuração desses poços o fluido de perfuração é submetido a temperaturas extremamente elevadas que alteram suas propriedades reológicas. Determinar seu comportamento ao longo da variação de temperatura é indispensável para a perfuração de poços HPHT (High Pressure High Temperature). O trabalho apresentado tem como objetivo avaliar o efeito da temperatura nas propriedades reológicas de fluidos de perfuração à base olefina. Para isso, ensaios foram realizados no reômetro Anton Paar MCR 702 TD, com geometria de cilindros coaxiais ranhurados. Curvas de escoamento foram obtidas nas temperaturas de 25 e 75°C e os dados experimentais foram ajustados para os modelos de Bingham e Herschel-Bulkley. O modelo de Herschel-Bulkley apresentou melhor ajuste para as duas temperaturas avaliadas. Os resultados experimentais mostraram redução da viscosidade aparente e da tensão limite de escoamento com o aumento da temperatura.

PALAVRAS-CHAVE: Reologia. Petróleo. HPHT.

Recebido: 19 ago. 2019.

Aprovado: 01 out. 2019.

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



ABSTRACT

The current oil reserves are in deep and ultra-deep waters. During well drilling the mud is subjected to extremely high temperatures that alter its rheological properties. Determining the drilling fluid rheological behavior over the temperature range is indispensable for drilling HPHT wells. The present work aims to evaluate the effect of temperature on the rheological properties of an olefin-based drilling fluid. For this, tests were performed on Anton Paar MCR 702 TD rheometer, with grooved coaxial cylinders geometry. Flow curves were obtained at 25 and 75°C and experimental data were adjusted for Bingham and Herschel-Bulkley models. The Herschel-Bulkley model presented the best fit for the two temperatures evaluated. The experimental results showed reduction of apparent viscosity and yield stress with increasing temperature.

KEYWORDS: Rheology. Petroleum. HPHT.

INTRODUÇÃO

No Brasil a exploração *offshore* direciona-se para poços em águas profundas e ultraprofundas, onde pressões e temperaturas extremamente elevadas são encontradas. Tais poços são classificados como poços HPHT (High Pressure, High Temperature).

Devido as características desafiadoras dos poços HPHT a indústria petrolífera busca projetar fluidos de perfuração adequados, que suportem as condições de alta pressão e alta temperatura. Estes fluidos possuem importantes funções no processo de perfuração de poços, dos quais pode-se citar o transporte de cascalho gerado pela perfuração, o resfriamento e lubrificação da broca e da coluna de perfuração, a manutenção da estabilidade do poço, a redução atrito entre as paredes do poço e a coluna de perfuração, entre outros (DRILLING FLUIDS ENGINEERING MANUAL, 1998).

Fluidos de perfuração podem ser líquidos, gases ou misturas gás-líquido. Os fluidos líquidos são os mais utilizados e são agrupados de acordo com a base utilizada, a qual pode ser constituída de água, óleo ou óleo sintético. Os fluidos base sintética são conhecidos como SBMs (*synthetic-based-mud*) que possuem como base de sua composição a olefina, a parafina ou os ésteres. No Brasil, os fluidos de perfuração comumente utilizados nas perfurações *offshore* são com base n-parafina, porém, as normas ambientais quanto ao uso e descarte de fluido de perfuração passam por adequações (IBAMA, 2013). E por este motivo à substituição gradual da base parafínica por olefinas que possuem maior biodegradabilidade vem acontecendo.

As olefinas, também conhecidas como alcenos, são hidrocarbonetos alifáticos acíclicos insaturados com ligação dupla entre os átomos de carbono. Dentre elas, pode-se citar as olefinas internas (OI) que apresentam estrutura química com cadeia linear sem ramificação e com uma ligação dupla entre os carbonos centrais, conforme pode ser observado na Tabela 1.

Tabela 1 – Nome e estrutura química de produto de base sintética utilizado na composição de SBF

Tipo	Estrutura química
Olefina interna	$\text{CH}_3 - (\text{CH}_2)_m - \text{CH} = \text{CH} - (\text{CH}_2)_n - \text{CH}_3$

Fonte: Adaptado de NEFF *et al.*, (2000).

O fluido de perfuração à base de olefina tem maior estabilidade térmica quando comparados aos fluidos com base n-parafina, logo as propriedades químicas, físicas e reológicas tornam-se menos sensíveis às variações de temperatura (COSTA *et al.*, 2018).

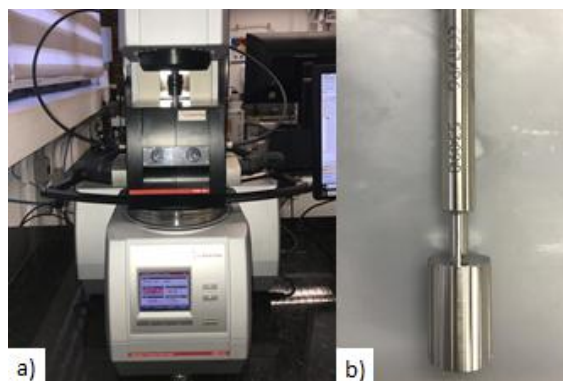
A termo estabilidade é importante pois durante o processo de perfuração o fluido é submetido à diferentes temperaturas. Desta forma, suas propriedades reológicas são modificadas devido ao gradiente térmico, e as propriedades presentes na superfície tornam-se diferentes das propriedades presentes no fundo do poço (MAKINDE *et al.*, 2011). Portanto, é importante avaliar como as propriedades dos fluidos de perfuração a base de olefina se comportam em condições como as encontradas nos poços HPTP.

Tendo em vista este cenário, o trabalho tem como objetivo avaliar o comportamento reológico dos fluidos de perfuração a base de olefina, utilizando o fluido de perfuração de base OI e investigar o efeito da temperatura em suas propriedades reológicas. Para isso, curvas de escoamento em diferentes temperaturas (25 e 75°C) foram obtidas e ajustadas para os modelos de Bingham e Herschel-Bulkley.

MATERIAIS E MÉTODOS

Para realização dos testes reológicos do fluido de perfuração de base olefina foi utilizado o reômetro Anton Paar MCR 702 TD, que através de convecção atinge temperaturas até 180 °C. A geometria empregada foi a de cilindros coaxiais ranhurados. Ambos estão apresentados na Figura 1.

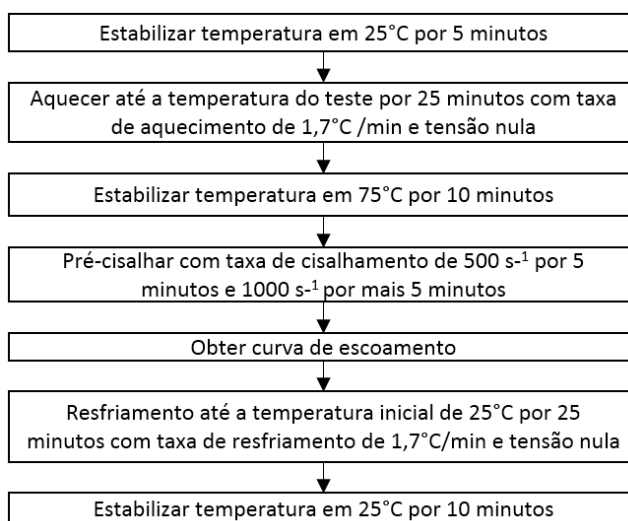
Figura 1 – a) Reômetro Anton Paar MCR 702 TD; b) Geometria de cilindros coaxiais ranhurados.



Fonte: Autoria própria.

A metodologia adotada para os testes à temperatura de 75°C está apresentada na Figura 2. Para o teste realizado à temperatura de 25°C ignora-se as etapas de aquecimento, resfriamento e posterior estabilização.

Figura 2 – metodologia para realização dos testes



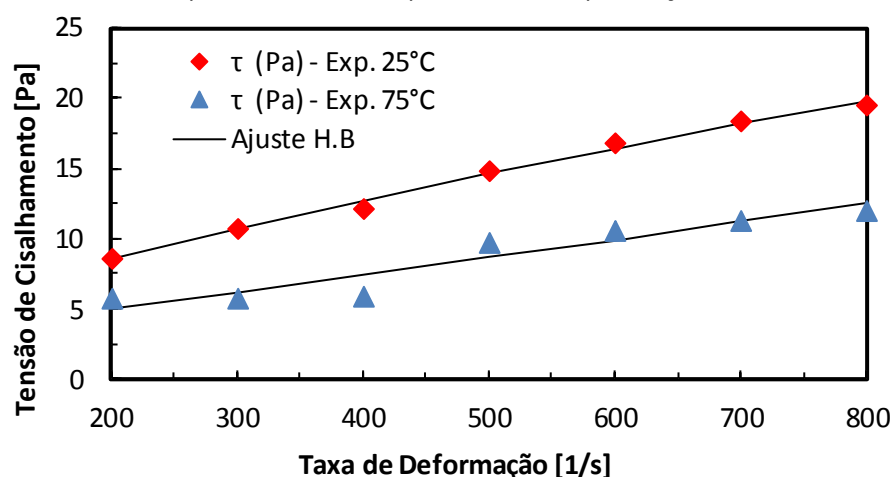
Fonte: Autoria própria.

A obtenção da curva de escoamento foi realizada com os seguintes patamares de taxa de deformação: 800, 700, 600, 500, 400, 300 e 200 s^{-1} .

RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Figura 3 apresenta a curva de escoamento experimental e o ajuste para o modelo de Herschel-Bulkley para as temperaturas de 25 e 75°C.

Figura 3 – Curva de escoamento experimental e ajuste para o modelo de Herschel-Bulkley nas temperaturas 25 e 75°C para o fluido de perfuração olefínico



Fonte: Autoria própria.

No teste realizado a 25°C, houve um decréscimo acentuado da tensão de cisalhamento ao se diminuir a taxa de deformação de 800 para 200 s^{-1} . Entretanto, a 75°C houve queda sutil da tensão de cisalhamento durante as taxas de 800, 700, 600 e 500 s^{-1} seguido de caimento brusco e posterior estabilização da tensão de cisalhamento para taxas de 400, 300 e 200 s^{-1} .

Ao compararmos as tensões de cisalhamento entre 25 e 75°C observou-se redução de 40% entre as taxas de deformação de 800, 700, 600 e 500 s^{-1} e redução de aproximadamente 30% entre as taxas de deformação de 400, 300 e 200 s^{-1} .

A Tabela 2 apresenta os ajustes para os modelos de Bingham e Herschel-Bulkley. Os valores mostram que o modelo de Herschel-Bulkley apresentou melhor ajuste.

Tabela 2 – Parâmetros dos modelos de Bingham e Herschel-Bulkley para 25 e 75°C

Parâmetros do modelo de Bingham				
Temperatura (°C)	μ_b (Pa.s)	τ_0 (Pa)	R^2	
25	0,0187	5,0501	0,9909	
75	0,0124	2,4976	0,8955	
Parâmetros do modelo de Herschel-Bulkley				
Temperatura (°C)	k (Pa.s)	n	τ_0 (Pa)	R^2
25	0,1177	0,7483	2,3052	0,9933
75	0,0046	1,1382	3,1458	0,8964

Fonte: Autoria própria.

Fluidos de perfuração devem obedecer à Norma Petrobras N-2604 (1998), baseada na norma API Spec 13A (1993), determinada pelo American Petroleum Institute, que especifica os valores mínimos das propriedades dos fluidos de perfuração. A Tabela 3 apresenta os valores mínimos da viscosidade plástica e viscosidade aparente:

Tabela 3 – Condições exigidas para Fluidos de Perfuração

Propriedades	Valor Mínimo
Viscosidade Plástica (Pa s)	0,015
Viscosidade Aparente (Pa s)	0,004

Fonte: Adaptado de Norma Petrobras (N-2604 1998).

A viscosidade aparente e a tensão de cisalhamento para o fluido de perfuração nas temperaturas de 25 e 75°C são apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Valores de tensões de cisalhamento e viscosidade aparente do fluido de perfuração olefínico a 25 e 75 °C

$\dot{\gamma}$ (s ⁻¹)	25 °C		75 °C	
	τ (Pa)	η (Pa.s)	τ (Pa)	η (Pa.s)
800	19,4901	0,0244	12,030	0,01504
700	18,3641	0,0262	11,274	0,01611
600	16,8142	0,0280	10,583	0,01764
500	14,7388	0,0295	9,762	0,01952
400	12,1561	0,0304	5,864	0,01466
300	10,7573	0,0359	5,720	0,01907
200	8,6227	0,0431	5,715	0,02858

Fonte: autoria própria.

Os valores de viscosidade aparente para ambas temperaturas em todas as taxas de deformação foram superiores ao valor mínimo exigido pela Norma Petrobras N-2604 (1998). Portanto, pode-se concluir que o fluido de perfuração obedece aos padrões da Norma N-2604 (1998) nas temperaturas de 25 e 75°C.

CONCLUSÃO

No presente trabalho foi investigado a influência da temperatura nas propriedades reológicas do fluido de perfuração à base olefina. Podendo-se concluir que:

- A temperatura influencia diretamente as propriedades reológicas do fluido de perfuração. O acréscimo da temperatura reduz a viscosidade aparente e a tensão limite de escoamento.
- O modelo de Herschel-Bulkley apresentou melhor ajuste para os dados experimentais nas duas temperaturas investigadas em relação ao modelo de Bingham.

AGRADECIMENTOS

Ao apoio financeiro da Petrobras, CNPq e CAPES. E a todo o suporte da equipe do Laboratório de Reologia do CERNN.

REFERÊNCIAS

Drilling Fluids Engineering Manual. M-I Drilling Fluids Co, 1998.

IBAMA. Parecer Técnico 237. **Novos requisitos para bases orgânicas utilizadas na formulação de fluidos de perfuração não aquosos**, 2013.

NEFF, J. M.; McKELVIE, S.; AYERS Jr., R. C. **Environmental impacts of synthetic based drilling fluids**. New Orleans, LA-USA: U.S. Dept of the Interior Minerals Management Service Gulf of Mexico OCS Office, 2000.

Costa, A. C. A., Nascimento, R. C. A. M., Sousa, E. A., Amorim, L. V., Lira, H. L. **Avaliação dos Efeitos da Incorporação de Sólidos Finos nas Propriedades de Fluidos de Perfuração Olefínicos a partir de um planejamento experimental**. REMAP – Revista Eletrônica de Materiais e Processos, n.1, v.13, p. 64 – 70, 2018.

Makinde, F.A, Adejumo, A.D, Ako, C.T and Efevbokhan, V.E. **Modelling the effects of temperature and aging time on the rheological properties of drilling fluids**. Petroleum & Coal, ISSN 1337-7027, 2011.

Petrobras. Especificação, N-2604. **Argila ativada para fluido de perfuração à base de água na exploração e produção de petróleo**, 1998.

API Specification 13A (SPEC 13A). **American Petroleum Institute, Specification for Drilling Fluid Materials**. Washington, 1993.