

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

VARIAÇÃO DAS PROPRIEDADES FÍSICAS DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO COM BIODIESEL COM O TEMPO E A TEMPERATURA

AUTORES:

Elba Gomes dos Santos Leal, Ricardo Guilherme Kuntzer, Bento Perreira da Costa Neto , Felipe Shai Santos de Jesus, Adrian Sacramento dos Santos, Danilo Matos Moura.

INSTITUIÇÃO:

Instituto Federal de Educação, Ciências e Tecnologia da Bahia – IFBA, Campus Simões Filho.

VARIAÇÃO DAS PROPRIEDADES FÍSICAS DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO COM BIODIESEL COM O TEMPO E A TEMPERATURA

Abstract

During well drilling, a mud with specific properties is used whose main function is to promote well stability to ensure the physical integrity of the professionals involved and to ensure the safety of the well and the environment. Drilling fluids using synthetic components are a relatively new class of drilling muds, which are particularly useful in deep water and directional wells. They are designed to provide an alternative to a more environmentally-friendly fluid compared to oil-based drilling fluids, as well as to eliminate water-soluble rock formations in this solvent. As a result, a wide range of chemicals have been developed to replace diesel and mineral oil from drilling fluids. The choice of drilling fluid and the maintenance of its properties directly influence the process. Among the fluid properties are the specific mass or density of the mud, and the rheological parameters, which are responsible for the hydrostatic pressure inside the well and fluid flow properties, respectively. Reducing the value of mud density may cause the main problem to occur a kick or blowout, which should be avoided. The present work aims to verify the density variations and rheological parameters of a biodiesel drilling fluid according to the amount of biodiesel, the time and the drilling temperature. The results obtained illustrate a decrease in fluid density and rheological parameters as drilling time and temperature increase.

Introdução

Na perfuração de poços, as rochas são perfuradas pelo movimento rotativo transmitido a uma broca. Os fragmentos da rocha são removidos através do fluido de perfuração, também chamado de lama. Segundo Thomas (2004), os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até gases. São indispensáveis durante toda a perfuração do poço, pois deve apresentar características que garantem a integridade das formações do poço, a segurança dos profissionais envolvidos e a integridade do meio ambiente. As propriedades dos fluidos são muito importantes e a análise delas possibilita conhecer o comportamento do fluido no poço durante o processo de perfuração.

Segundo Kirschner, (2008), o fluido de perfuração a ser utilizado deve fornecer a pressão hidrostática necessária para evitar o colapso das paredes do poço. O controle das pressões no interior do poço é feito pelo fluido através da geração de uma pressão hidrostática superior à pressão dos fluidos das formações (aqueles contidos nos poros das formações) cortadas pela broca. Quando esta pressão hidrostática se torna menor do que a das formações, e em presença de meios porosos, pode ocorrer o fluxo de fluido da formação para o interior do poço (kick), que se não devidamente controlado pode se transformar numa erupção (blowout).

Já o comportamento de fluxo de um fluido é definido pelos parâmetros reológicos, que vão influenciar diretamente no cálculo de perdas de carga na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos. Fazendo certas medidas reológicas do fluido, é possível determinar como o fluido escoará em condições variadas de temperatura, pressão e taxa de cisalhamento. Em termos reológicos, a viscosidade é o parâmetro mais conhecido, sendo definida como a resistência que uma substância apresenta ao fluxo. No campo, as principais propriedades reológicas de interesse, que se encontram vinculadas ao desempenho do fluido são: índice de comportamento; índice de consistência; viscosidade aparente; viscosidade plástica; limite de escoamento e força gel. (Caenn et al, 2014).

Diante da necessidade de se manter as funções dos fluidos de perfuração utilizados, tem-se a necessidade de testes diários e frequentes de suas propriedades físicas e químicas, tanto em campo como em laboratório. Segundo Guimarães e Rossi, (2007), é importante controlar as propriedades

reológicas do fluido visando aperfeiçoar a operação de perfuração, através da maximização da limpeza do poço, minimização da pressão de bombas, evitando o influxo da formação e prevenindo perda de circulação para a formação perfurada.

Desta forma, a presente pesquisa teve como objetivo principal ilustrar as alterações da densidade e dos parâmetros reológicos de um fluido de perfuração, utilizando biodiesel em sua composição, com o tempo e a temperatura de perfuração.

Metodologia

Para a realização dos experimentos foi preparado fluido de perfuração contendo bentonita, barita, um emulsificante e biodiesel em sua composição. As propriedades físicas iniciais do fluido foram: densidade de 10,6 Lb/Gal e valores de viscosidades aparente (VA), viscosidade plástica (VP), limite de escoamento (LE), e força gel (FG) respectivamente de: 45 cp, 29 cp, 41 N/m² e 16 cp.

A preparação do fluido de perfuração consistiu em adicionar os componentes, um a um, sob agitação a uma velocidade constante de 13.000 rpm em agitador *Hamilton Beach*, modelo 936, ilustrado na Figura 1 (a), e permanecendo 5 min sob agitação a cada acréscimo de aditivo.

Para determinação da densidade do fluido foi utilizado o equipamento balança dessimétrica modelo Fann 140, ilustrado na Figura 1 (b). A metodologia para obtenção dos resultados foi a do teste padrão: API-13B-2 2005, o qual consiste em colocar uma amostra de fluido dentro do recipiente até transbordar e colocar a tampa.

Para a realização do estudo reológico (determinação das viscosidades aparente, plástica e limite de escoamento), e força gel, o fluido foi submetido a agitação durante 5 min no agitador mecânico Hamilton Beach, Figura 1 (a) e transferido para o recipiente apropriado do viscosímetro Fann 35A, ilustrado na Figura 1 (c). Com os dados das leituras obtidas no viscosímetro, calculou-se a viscosidade aparente (VA), a viscosidade plástica (VP), o limite de escoamento (LE) e a força gel inicial (FG), segundo a norma N-2605, 1998, utilizando as equações abaixo.

Viscosidade aparente (VA): $VA = L600/2$ (cp) (1)

Viscosidade plástica (VP): $VP = L600 - L300$ (cp) (2)

Limite de escoamento (LE): $LE = L300 - VP$ (N/m²) (3)

Força Gel Inicial (FG) = medida após um período de 10 minutos de repouso (4)



(b)

(a)



(c)

Figura 1 – (a) Equipamento Hamilton Beach Mixer, modelo 936. (b) Balança densimétrica Fann Modelo 140. (c) Viscosímetro Fann, modelo 35 A. Fonte: Laboratório de fluidos do IFBA, 2019.

Após a preparação do fluido de perfuração e determinação das propriedades físicas, o fluido foi transferido para uma célula de pressão de aço inoxidável com capacidade para 260 mL de fluido, ilustrada na Figura 2 (a). O efeito do envelhecimento do fluido de perfuração enquanto este circula no poço foi simulado colocando a célula de envelhecimento na estufa rotativa, como ilustrada na Figura 2 (b). Após ser colocado na estufa de rolagem, foram realizados experimentos com variações de tempo e temperatura.

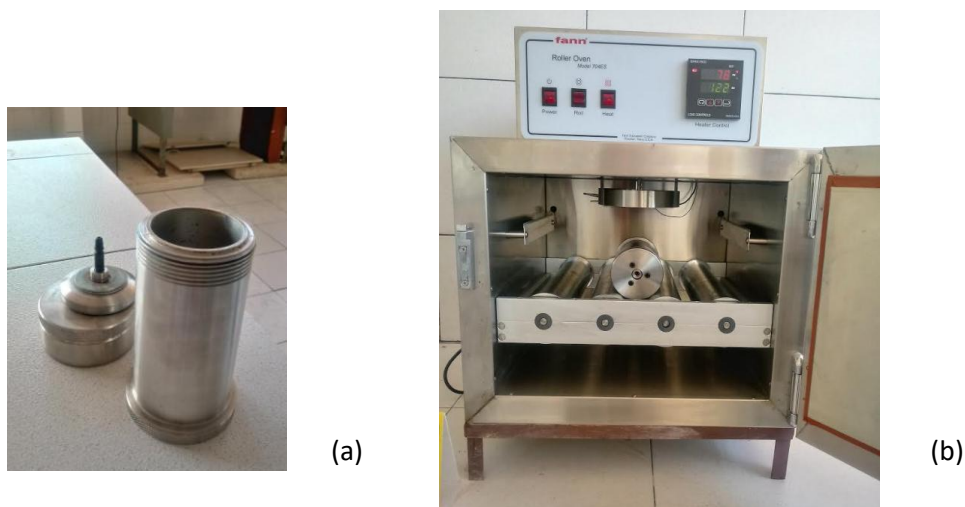


Figura 2 – (a) Célula de envelhecimento, (b) Equipamento Fann Estufa Rotativa Roller Oven. Fonte: Laboratório de fluidos do IFBA, 2019.

Para o desenvolvimento deste trabalho foi utilizado um planejamento fatorial experimental do tipo 2^2 com 3 repetições no ponto central de forma a garantir a reprodutibilidade e a confiabilidade dos experimentos realizados. Foram realizados 7 experimentos de acordo com as variáveis da Tabela 1 a seguir:

Tabela 1. Variáveis de entrada e níveis para o planejamento fatorial experimental estudado.

Variáveis	Níveis		
	-1	0	1
Quantidade de biodiesel (mL)	10	55	100
Variação da temperatura (°C)	30	50	70
Variação do Tempo (horas)	60	180	300

Após a realização de cada experimentos, os valores de determinação da densidade e os parâmetros reológicos (VA, VP, LE e FG) do fluido eram novamente medidos e os resultados obtidos foram ilustrados através de superfície de resposta.

Resultados e Discussão

Os resultados obtidos neste trabalho ilustram a influência quantidade de biodiesel, da temperatura e do tempo de contato sobre o envelhecimento do fluido de perfuração. A quantidade de biodiesel presente nos fluidos obtidos não apresentou nenhuma influência nos valores, dentro das variáveis estudadas.

O resultado obtido para variações da densidade podem ser observados na Figura 3, onde verificou-se que aumentos de temperatura e tempo de forno provocaram uma diminuição dos valores de massa específica do fluido estudado, de 10,6 Lb/gal para 5,0 Lb/gal.

Os valores obtidos para variações de VA, VP, LE e FG são ilustrados nas Figuras 4, 5, 6 e 7 respectivamente. Estes resultados foram obtidos após o envelhecimento do fluido nos tempos definidos.

De forma geral, verificou-se que os valores de VA, VP, LE e FG diminuem com o tempo e o aumento da temperatura de forno de 30°C para 70°C.

Os valores de viscosidade aparente (VA), sofreram variações de 44 cp para 33 cp nas temperaturas de 50°C e 70°C após um tempo de forno de 300 minutos. Valores de viscosidade plástica (VP) e limite de escoamento (LE) diminuíram de 33 cp para 22 cp e de 45 N/m² para 29 N/m², respectivamente.

Com relação a força gel (FG), ilustrado na Figura 7, verificou-se que inicialmente este parâmetro possuía um valor de 15 cp e ao final de 300 minutos o valor medido foi de 10 cp.

Os valores finais de VA, VP e LE com as alterações da quantidade de biodiesel, de tempo e temperatura, ficaram fora dos padrões recomendados para fluidos de perfuração, segundo a Norma N 2605 de 1998, em que o valor de VA deve ser no mínimo de 15cp, valor de VP no mínimo de 4 cp, valores de LE no máximo de 60 N/m². Para o FG, o valor deverá está entre 10 e 15 cp.

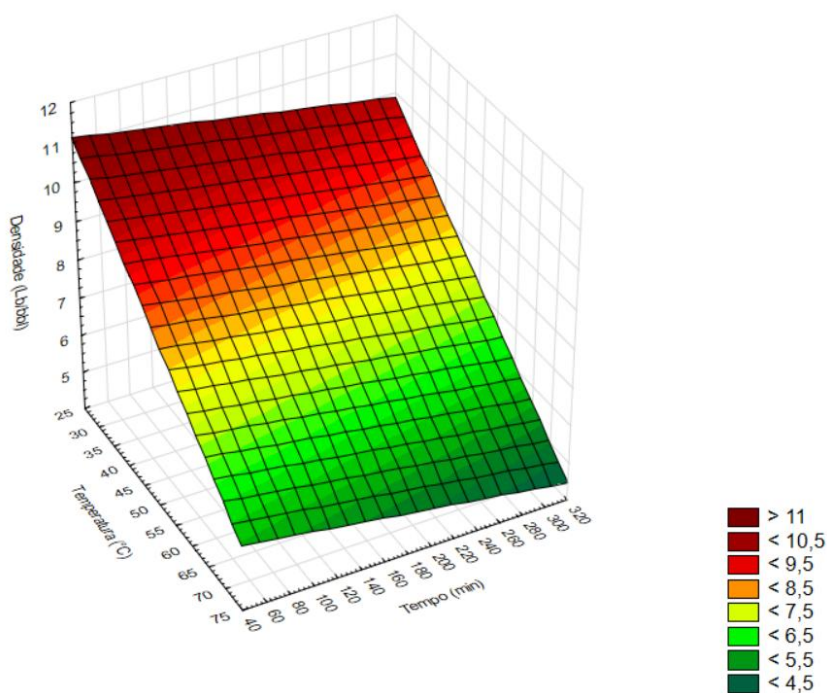


Figura 3. Influência da temperatura e do tempo de forno sobre a densidade do fluido de perfuração

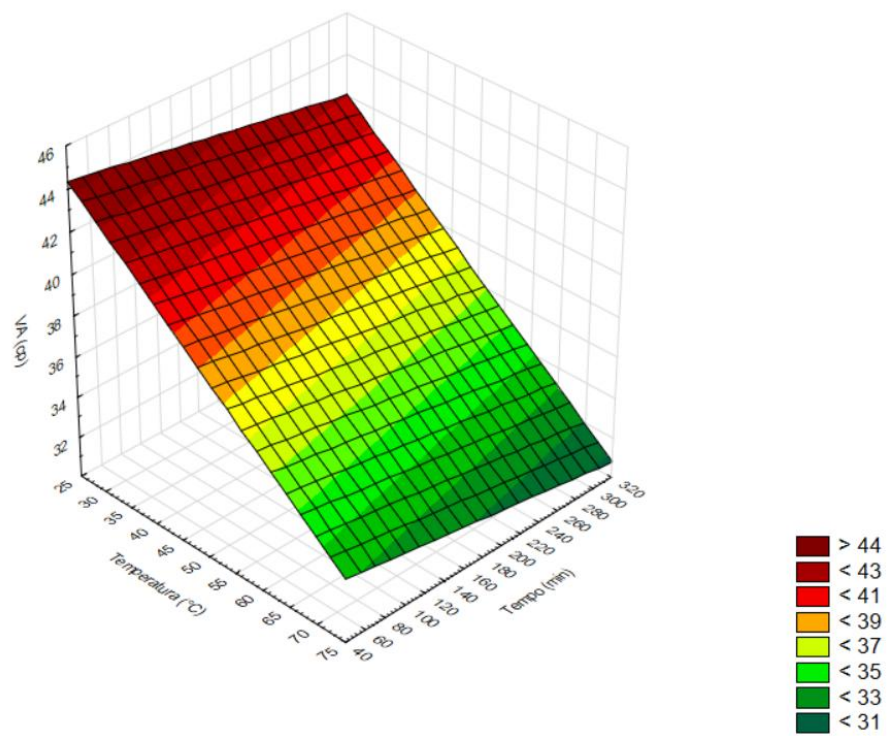


Figura 4. Influência da temperatura e do tempo de forno sobre a viscosidade aparente (VA) do fluido de perfuração

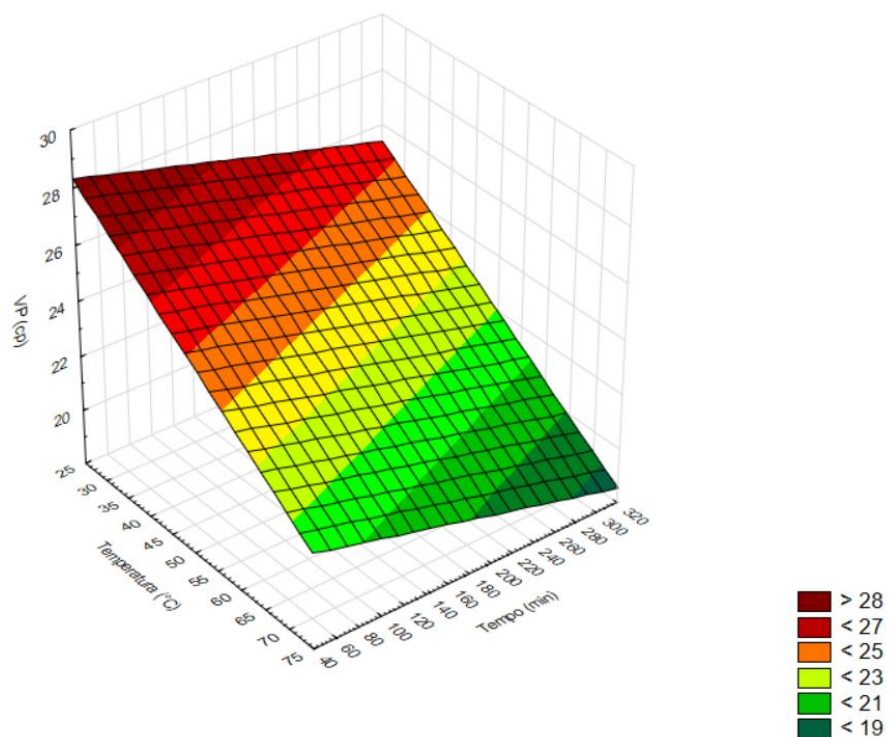


Figura 5. Influência da temperatura e do tempo de forno sobre a viscosidade aparente (VP) do fluido de perfuração

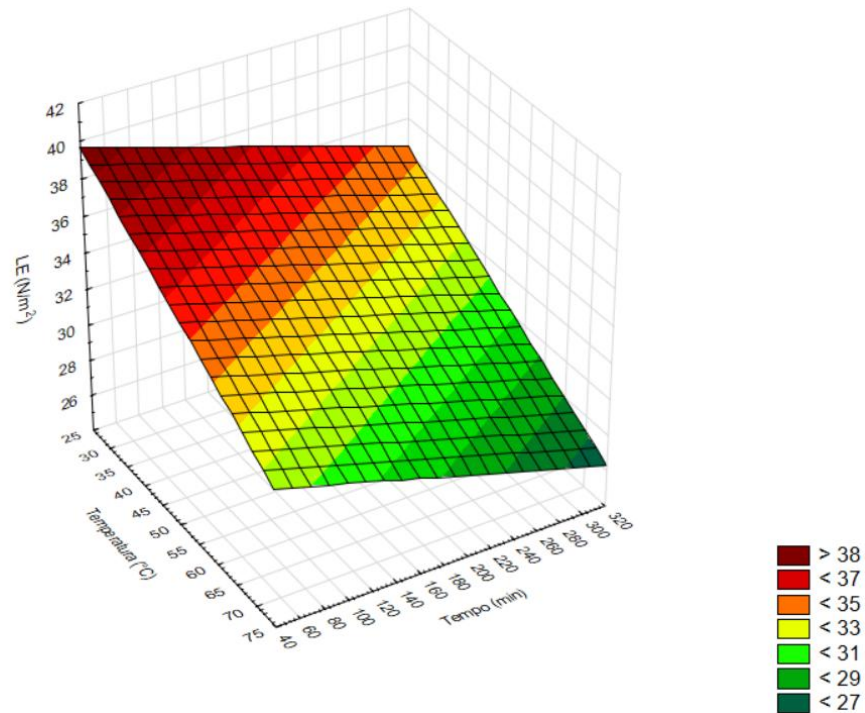


Figura 6. Influência da temperatura e do tempo de forno sobre o limite de escoamento (LE) do fluido de perfuração

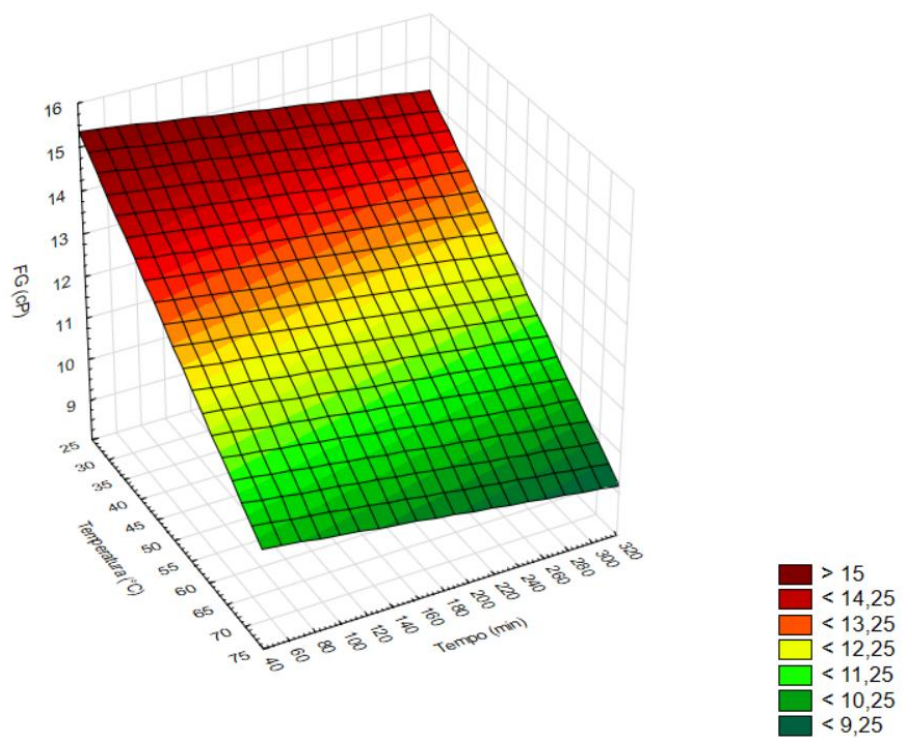


Figura 7. Influência da temperatura e do tempo de forno sobre a força gel (FG) do fluido de perfuração

Conclusões

A partir dos resultados obtidos pode-se concluir que um aumento da temperatura e do tempo de forno provocaram alterações nos valores de densidade, viscosidade aparente, viscosidade plástica, limite de escoamento e força gel para o fluido de perfuração obtido utilizando biodiesel em sua composição.

A diminuição da densidade do fluido e perfuração provoca a diminuição da pressão hidrostática do poço, favorecendo a ocorrência de *Kicks* ou *Blowout*, que é o influxo indesejado de fluidos no poço.

Variações da temperatura e do tempo de forno nos fluidos de perfuração diminuíram os valores da viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP) e do limite de escoamento, os quais influenciam nos parâmetros reológicos do fluido de perfuração. Os resultados ilustraram que os valores obtidos nas temperaturas de 30°C, 50°C e 70°C para um tempo de 300 minutos de forno deixaram os valores dos parâmetros reológicos abaixo dos valores recomendados para fluidos de perfuração.

Assim, o monitoramento e manutenção de propriedades do fluido, como a densidade, durante a perfuração é de suma importância para garantir a integridade física dos profissionais envolvidos, a segurança do poço e do meio ambiente.

Agradecimentos

Referências Bibliográficas

API-13B-2 2005, procedimentos de laboratório para Testes de Fluidos Sintéticos ou Base Óleo, Apostila do curso CQP Fluidos de Perfuração e Completação, Senai /Cetind – Lauro de Freitas, 2010.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R.; Fluidos de Perfuração e Completação, Série Engenharia de Petróleo, 1 edição, Rio de Janeiro, 2014.

GUIMARÃES, I., B.; ROSSI, L., F., S.; Estudos dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta. 4 PDPETRO, Campinas, SP, 2007.

KIRSCHNER, B. D.; *Avaliação da estabilidade de fluidos de perfuração base água*. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, NUPEG, PRH-ANP 14. 2008

Petrobras, Ensaio de Viscosificante para Fluido de Perfuração Base de Água na Exploração e Produção de Petróleo, Método, N-2605 (1998).

THOMAS, J. E. Fundamentos de engenharia de petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2004.