

VARIAÇÃO DAS PROPRIEDADES DE UM FLUÍDO DE PERFURAÇÃO COM BIODIESEL COM O TEMPO E A TEMPERATURA.

Caio Ramos Valverde (1); Ricardo Matos Santos (2); Pedro Araújo dos Santos (3); Elba Gomes dos Santos (4)

Instituto Federal de Educação, Ciências e Tecnologia da Bahia – IFBA, Campus Simões Filho.
Email: elbagomes@ifba.edu.br

Resumo: A perfuração de poços de petróleo é realizada por uma sonda de perfuração utilizando um fluido ou lama de perfuração. A escolha do fluido de perfuração a ser utilizado e a manutenção de suas propriedades durante a perfuração é de grande importância pois influenciam diretamente no processo. Dentre as propriedades do fluido tem-se a massa específica ou densidade da lama, e os parâmetros reológicos, os quais são responsáveis pela pressão hidrostática no interior do poço e propriedades do escoamento do fluido, respectivamente. A redução do valor da densidade da lama pode trazer como principal problema a ocorrência de um “kick” ou “Blowout”, o qual deverá ser evitado. O presente trabalho tem como objetivo verificar as variações da densidade e parâmetros reológicos de um fluido de perfuração com biodiesel com o tempo e a temperatura de perfuração. Os resultados obtidos ilustram a diminuição nos valores de densidade do fluido à medida que aumentam o tempo e a temperatura de perfuração.

Palavras-chave: densidade, viscosidade aparente, viscosidade plástica e limite de escoamento.

Introdução

Durante os processos de perfuração de poços de petróleo, a escolha e seleção do fluido de perfuração adequado e a manutenção de suas propriedades ao longo do processo se torna fundamental para a segurança e operação de perfuração durante toda essa etapa.

A perfuração de poços demanda da utilização de produtos que melhorem o desempenho da perfuração em condições de altas temperaturas e pressões. Além disso, os requisitos ambientais exigidos necessitam que os mesmos possuam maior biodegradabilidade e menor toxicidade, condições estas que elevam os valores dos fluidos de perfuração de base parafínica utilizados atualmente.

Segundo Thomas (2001), 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. Facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço.

Várias são as propriedades dos fluidos de perfuração utilizados e os mesmos possuem composições variadas, dependendo dos parâmetros de perfuração a serem seguidos. Historicamente,

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

www.conepetro.com.br

o propósito primordial dos fluídos de perfuração era servir como veículo para a remoção dos cascalhos do poço, mas atualmente, as suas diversas aplicações dificultam a atribuição de funções específicas.

Dentre algumas funções dos fluídos de perfuração tem-se que o mesmo não deve: ser danoso nem prejudicial ao meio ambiente e a equipe de trabalho; não pode interferir na produtividade do poço nem contaminar as formações rochosas; corroer ou desgastar os equipamentos de perfuração e, possuir custo acessível a sua produção.

Uma das propriedades dos fluidos de perfuração é a massa específica ou densidade. Esta pode ser definida como o peso da lama por unidade de volume, podendo ser expressa em libras/galão (lb/gal); libras por pé cúbico (lb/ft³) e quilograma por metro cúbico (Kg/m³).

A densidade do fluido de perfuração utilizado nas operações é responsável pela manutenção das propriedades hidrostáticas do poço, e a mesma se altera com o aumento da profundidade do poço. 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. Thomas, 2001. 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 segundo Guimarães e Rossi, (2007).

De acordo com Guimarães e Rossi, (2007), diversos fatores afetam os fluidos de perfuração durante uma operação. Entre estes tem-se: variações de profundidade, interação com a formação rochosa do poço, variações de pressão e temperatura. Portanto, um fluido de perfuração além de ter de realizar suas funções primordiais, que são a suspensão, o controle de pressão, a estabilização das formações, apresentar poder de flutuação e de resfriamento da broca, devem apresentar características adequadas para que possam ser utilizados nas diversas formações. Sendo assim, um fluido de perfuração deve ser estável quimicamente, facilitar a separação dos cascalhos na superfície, ser inerte (não reagir) com as rochas produtoras, ser capaz de aceitar tratamento físico e/ou químico, ser passível de bombeamento, e ainda deve apresentar baixo grau de corrosão e abrasão (esfoliamento) em relação à coluna de perfuração e a outros equipamentos da coluna de perfuração, além de não ser agressivo ao meio ambiente (Thomas et al., 2001).

Para impedir o influxo de fluidos da formação rochosa para dentro do poço e gerar um reboco fino e de baixa permeabilidade nas paredes do poço, a pressão hidrostática exercida pelo fluido de perfuração deverá ser maior que a pressão do poro. E a pressão do poro das rochas depende da profundidade do poço. Desta forma, os valores de densidade de um fluido de perfuração devem ser determinados ao longo de toda a operação de perfuração, de forma a garantir a manutenção de suas propriedades.

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

Metodologia

Para análise da influência da temperatura e do tempo de perfuração sobre a densidade sobre as propriedades de um fluido de perfuração com biodiesel em sua composição, foi formulado 1,0 litro de fluido que possuía em sua composição 100 mL de biodiesel e bentonita.

A preparação do fluido de perfuração ocorreu de acordo com a prática de campo, que consiste em adicionar os aditivos, 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 massa específica ou densidade do fluido de perfuração obtido foi utilizado o equipamento balança dessimétrica modelo Fann 140, ilustrado na Figura 1 (b) a seguir. A metodologia para obtenção dos resultados foi a do teste padrão: API-13B-2 2005, e

recomendações do Manual de Fluidos de Perfuração, o qual consiste em colocar uma amostra de fluido dentro do recipiente até transbordar e colocar a tampa.



Figura 1 – (a) Equipamento Hamilton Beach Mixer, modelo 936. (b) Balança densimétrica Fann Modelo 140. Fonte: Laboratório de fluidos do IFBA, 2016.

Para o estudo reológico (determinação das viscosidades aparente, plástica e limite de escoamento), o fluido era agitado durante 5 min no agitador mecânico Hamilton Beach, anteriormente descrito. Em seguida o fluido era transferido para o recipiente apropriado do viscosímetro Fann 35A, ilustrado na Figura 2, o qual possui seis valores de torque, que foram lidos com taxas de cisalhamento variando de $5,1$ a 1022 s^{-1} .

Com os dados das leituras obtidas no viscosímetro, calculou-se a viscosidade aparente (VA), a viscosidade plástica (VP) e o limite de escoamento (LE) segundo a norma N-2605, 1998, utilizando as equações abaixo.

$$\text{Viscosidade aparente (VA): } VA = L600/2 \text{ (cP)} \quad (1)$$

$$\text{Viscosidade plástica (VP): } VP = L600 - L300 \text{ (cP)} \quad (2)$$

$$\text{Limite de escoamento (LE): } LE = L300 - VP \text{ (N/m}^2\text{)} \quad (3)$$



Figura 2 – Viscosímetro Fann, modelo 35 A. Fonte: Laboratório de fluídos do IFBA, 2016.

Após a preparação do fluido de perfuração, a sua densidade e os parâmetros reológicos de VA, VP e LE eram determinados. Anotadas os valores das propriedades, o fluido foi transferido para uma célula de pressão de aço inoxidável com capacidade para 260 mL de fluido, ilustrada na Figura 3 (a)

Para simular o efeito do envelhecimento do fluido de perfuração enquanto este circula no poço, a célula de envelhecimento foi colocada em uma estufa rotativa, como ilustrada na Figura 3 (b). A estufa de rolagem em que foi configurado com a temperatura correspondente para o fluido e o tempo de permanência no forno. A estufa de rolagem tem a função de simular as condições temperatura e circulação do fluido dentro do poço, este movimento ocorre através de rolos motorizados que giram a célula dentro do forno, conforme a figura 6. Após ser retirado do forno, foram realizadas novamente as medições de densidade do fluido.



Figura 3 – (a) Célula de envelhecimento, (b) Equipamento Fann Estufa Rotativa Roller Oven. Fonte: Laboratório de fluidos do IFBA, 2016.

Resultados

Os resultados obtidos neste trabalho ilustram a influencia da temperatura e do tempo de contato sobre o envelhecimento do fluido de perfuração utilizando biodiesel em sua composição.

Foi preparado um fluido de perfuração com massa específica inicial de 12,53 Lb/Gal e valores de VA, VP e LE respectivamente de: 50 cP, 33 cP e 45 N/m². Esses valores foram determinados logo após a preparação do fluido.

Em seguida o fluido foi colocado na célula de aço inoxidável e inserido no forno de rolagem, com a finalidade de verificar os efeitos da temperatura e do tempo de forno sobre a massa específica do fluido de perfuração.

As temperaturas utilizadas para a realização deste trabalho foram de 30°C, 50°C e 70°C. O tempo de contato variou de 0 a 6 horas de forno.

O resultado obtido para variações da densidade podem ser observados na Figura 4, onde verificou-se que a medida que a temperatura aumenta de 30°C para 70°C, ocorreu uma diminuição dos valores de massa específica do fluido estudado.

Verificou-se que o valor da massa específica também diminui com o aumento do tempo de forno do fluido. A diminuição ocorreu de 12,53 Lb/Gal no instante inicial, tempo 0 minuto, para 5,0 Lib/Gal após 6 horas de forno com temperatura de 70°C.

Os valores obtidos para variações de VA, VP e LE são ilustrados nas Figuras 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 e LE 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 50 cP para 33 cP nas temperaturas de 50°C e 70°C após um tempo de forno de 300 minutos

Esse mesmo comportamento foi observado nas figuras 6 e 7, onde os valores de viscosidade plástica e limite de escoamento diminuíram de 33 cP para 22 cP para VA e de 45 N/m² para 29 N/m².

Os valores finais de VA, VP e LE com as alterações de tempo e temperatura, ficaram foram dos padrões recomendados para fluidos de perfuração, segundo a Norma N 2605 de 1998.

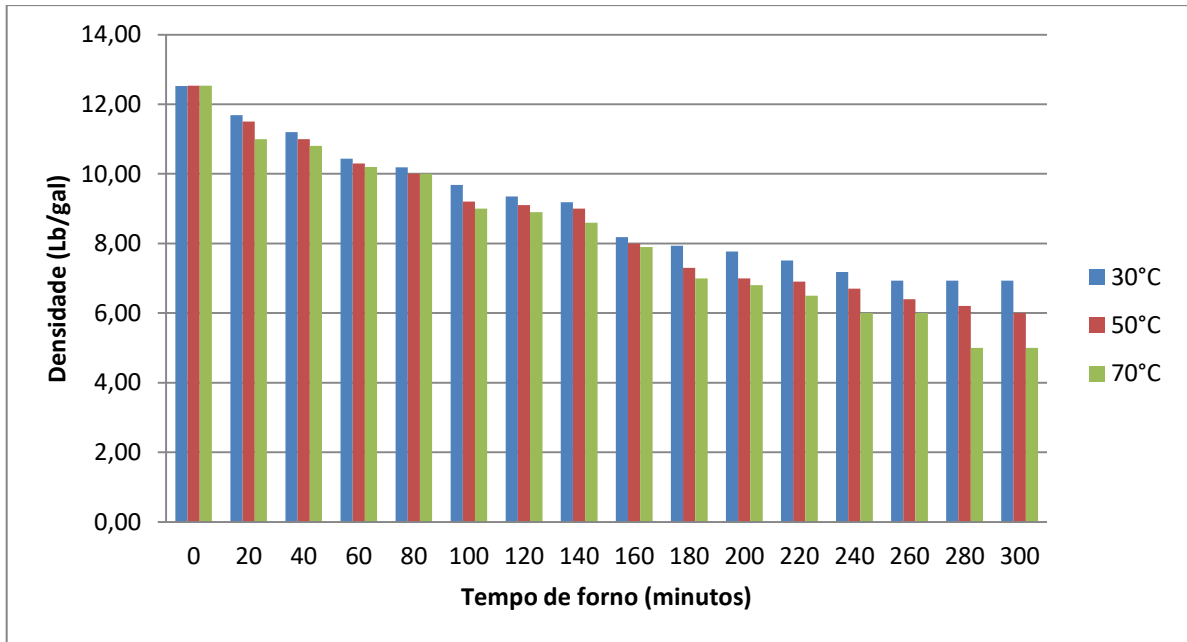


Figura 4 – Variação da densidade com alterações da temperatura e tempo de forno.

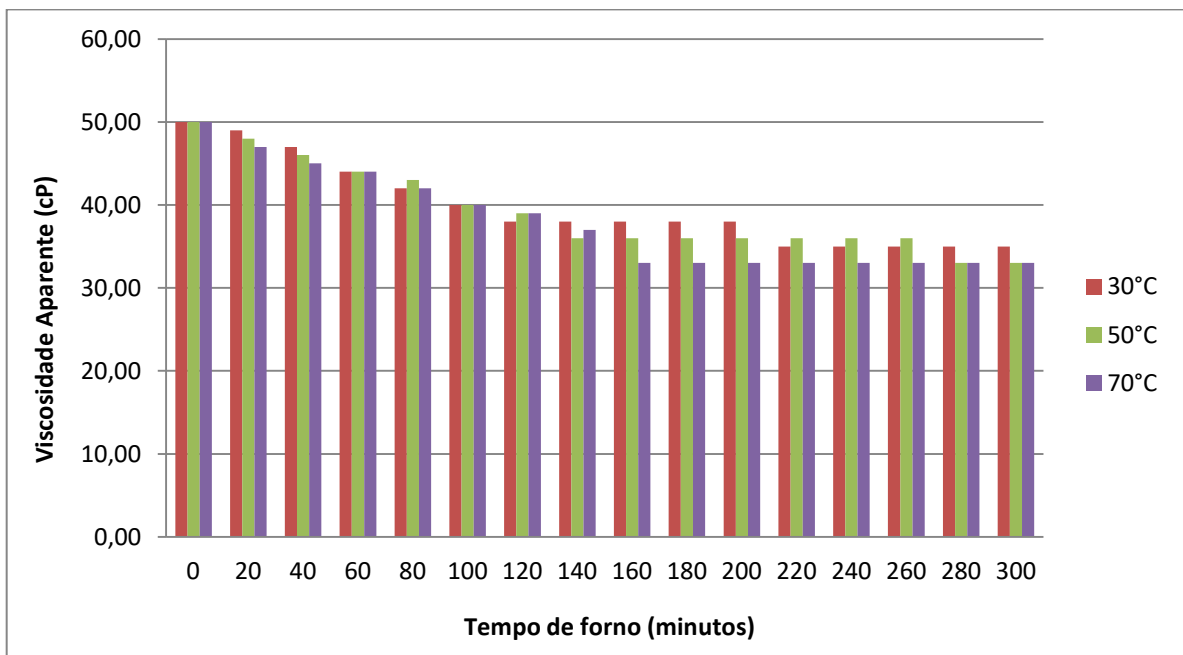


Figura 5 – Variação da viscosidade aparente com alterações da temperatura e tempo de forno.

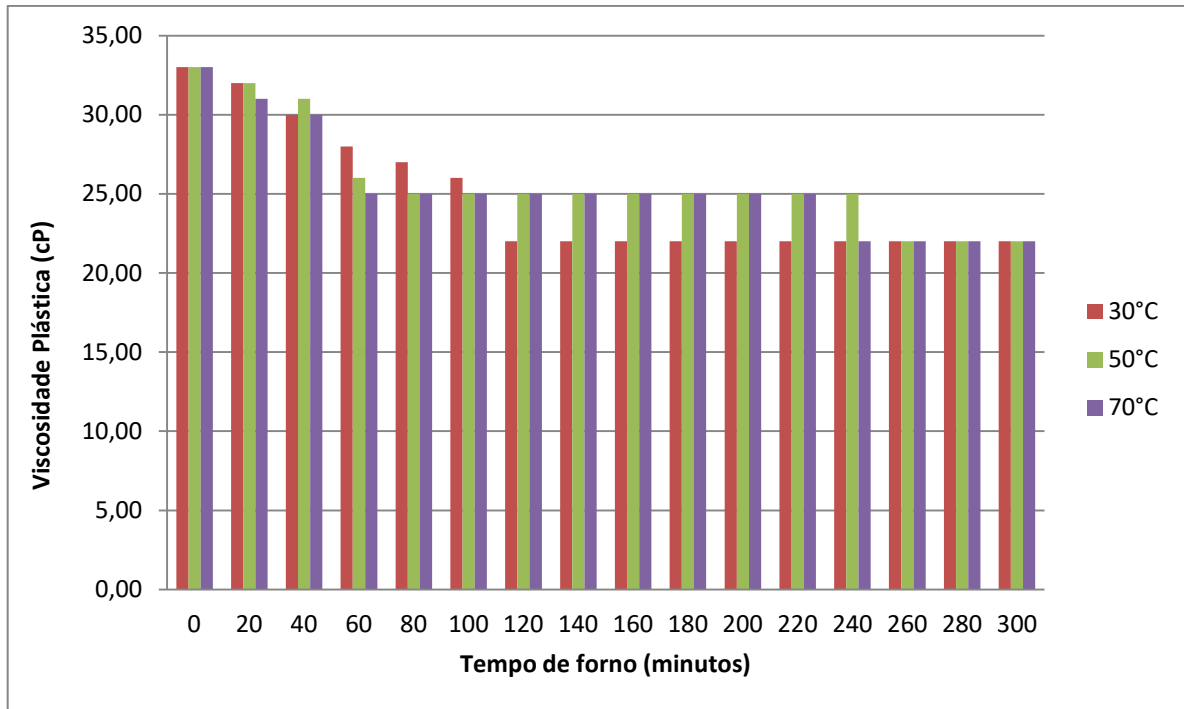


Figura 6 – Variação da viscosidade plástica com alterações da temperatura e tempo de forno.

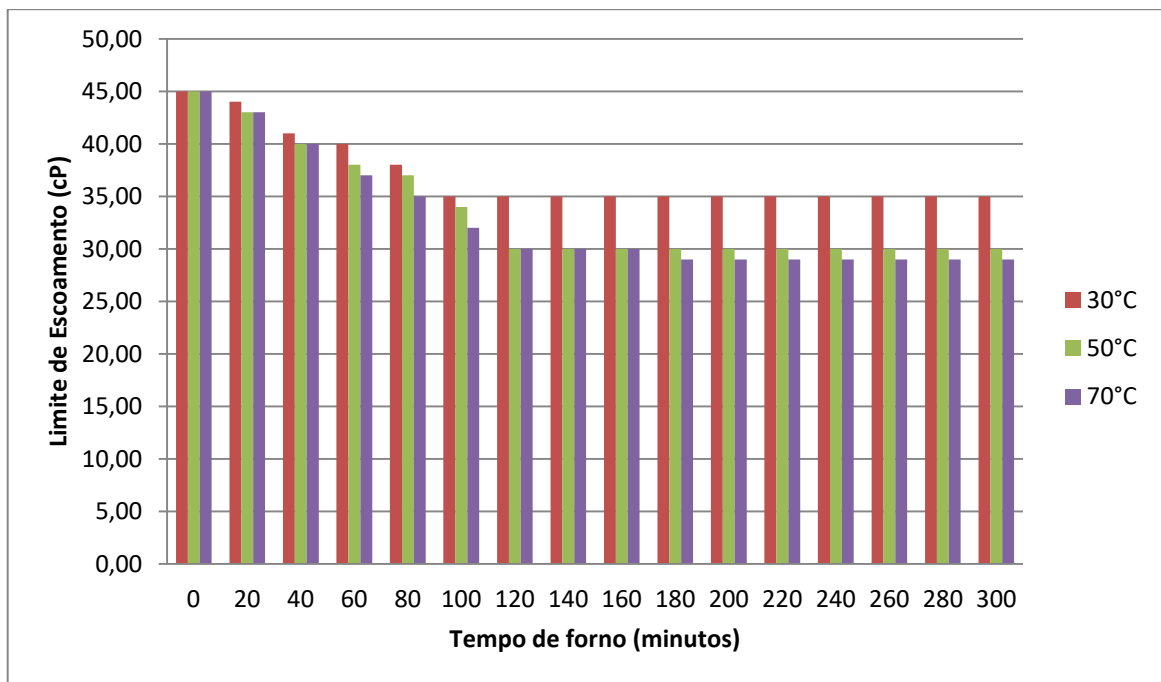


Figura 7 – Variação da viscosidade plástica com alterações da temperatura e tempo de forno.

Conclusão

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 e limite de escoamento 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.

Referências

GUIMARÃES, I. B.; ROSSI, L. F. S.; *Estudo dos Constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta*. 4º 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, 2001.