

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Influência da glicerina nos parâmetros reológicos de fluido de perfuração à base de microemulsão

AUTORES:

Roxana Pereira Fernandes de Sousa, Fabíola Dias da Silva Curbelo, Alfredo Isamel Curbelo Garnica e Júlio César de Oliveira Freitas.

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal da Paraíba - UFPB

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba/PR. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 8º PDPETRO.

INFLUÊNCIA DA GLICERINA NOS PARÂMETROS REOLÓGICOS DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO À BASE DE MICROEMULSÃO

Abstract

Oil, considered non-renewable energy source more used in the world, needs more improvements that generate advances in exploration and production processes. The successful of the drilling and cost of project are related to drilling fluid properties, fluids that are able to make viable drilling. Concomitantly, appears in the market an excess of glycerin, with implementation of the National Program of Production and Use of Biodiesel by Federal Government. In this context, this work aimed to study rheological behavior of microemulsion based drilling fluids, in order to evaluate the influence of glycerin in the aqueous phase, through rheological and filtrate loss tests. Microemulsions composed of an aqueous phase (glycerin), an oil phase (vegetable oil) and a surfactant were used. Initially, ternary diagrams were constructed. By diagram, the best composition to form the drilling fluid was chosen. Thereafter, additives were added, such as thickener, viscosifying, filtered reducers, bactericides and gelling. For results, an increase in fluid viscosity was observed because glycerin is a colorless and viscous fluid, it is not need to add viscosifier. With this, the developed microemulsion based drilling fluid showed a real pseudoplastic behavior, adjusting to Herschell-Buckley model.

Palavras-chave: fluido de perfuração, fluido microemulsionado, glicerina.

Introdução

Na perfuração rotativa, as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração. Os fragmentos da rocha são removidos continuamente através de um fluido de perfuração ou lama. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e a coluna (THOMAS, 2004).

Autores como Thomas *et al.* (2004) consideram os fluidos de perfuração como misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até de gases. Sendo que, do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes. Do ponto de vista físico, os fluidos de perfuração assumem comportamentos de fluidos não-newtonianos, ou seja, a relação entre a taxa de cisalhamento e a taxa de deformação não é constante (MACHADO, 2002).

As microemulsões são definidas como sistemas de alta agregação nas quais água e óleo são homogeneamente misturados devido à presença de substâncias anfifílicas chamadas de tensoativos. Os sistemas microemulsionados são bastante aplicados em diversas áreas da indústria, por serem termodinamicamente estáveis, de fácil preparo, espontâneos, transparentes, de baixa viscosidade e por facilitarem a solubilização de diversos compostos (MITTAL, 1979).

Baseado nisto, o desenvolvimento de fluidos de perfuração à base de microemulsão apresenta vantagens, entre elas, a estabilidade. Com isso, durante as paradas de circulação, os fluidos mantêm os cascalhos em suspensão por mais tempo. Além disso, o uso de tensoativos reduz o torque e aumenta a potência efetiva da broca, bem como a glicerina, que agrega vantagens as propriedades físicas e químicas do fluido, como a densidade e viscosidade. E, como terceiro componente da microemulsão, faz-se uso de um óleo vegetal, diminuindo custos e danos ao meio ambiente.

Metodologia

Diagrama de fases

Para a obtenção dos diagramas ternários, foi utilizada uma fase aquosa com glicerina P.A., uma fase oleosa (óleo vegetal A) e um tensoativo não iônico (B), não sendo necessário a presença de um cotensoativo.

Após a construção dos diagramas ternários, foi possível escolher pontos de melhor composição para preparação do fluido e, em seguida, prosseguir com a execução dos testes para determinação dos parâmetros reológicos e volume de filtrado.

Preparação do fluido de perfuração

Para preparação dos fluidos de perfuração, foram utilizados os seguintes aditivos: viscosificante C; NaCl; redutor de filtrado D; Triazina, que é um agente bactericida; NaOH, para correção do pH; Baritina, como adensante; e um redutor de viscosidade E; que foram adicionados à microemulsão. A mistura dos componentes foi feita no agitador Hamilton Beach, numa rotação de 17000 rpm. A preparação do fluido se deu com a adição individual de cada componente, seguida de um tempo de agitação. Os tempos de agitação foram determinados em 5 minutos para reagentes líquidos e 10 minutos para reagentes sólidos, com exceção do NaCl e NaOH que foram agitados por apenas 5 minutos cada. Foi feita a medida da massa específica do fluido com o uso de uma balança de lama e, a partir do valor obtido e de um balanço de massa do sistema, foi calculado quanto de adensante seria necessário adicionar para obter a massa específica estabelecida pela Norma PETROBRAS N-2604 (1998), que é de 1 a 2 g/cm³.

Ensaio reológicos e ensaio de filtração

Foram efetuadas as medidas de viscosidade no viscosímetro Fann 35 A, utilizado para medir a viscosidade aparente (VA) e plástica (VP), o limite de escoamento (LE), medidas de gel inicial (G₀) e gel final (G_f) dos fluidos de perfuração. Além disso, a partir dessas leituras, foi possível estudar o comportamento do fluido e determinar qual classificação e modelo ele mais se adequa. O objetivo dos testes de gel final e gel inicial foi avaliar a capacidade que o fluido tem em reter os detritos quando a perfuração é interrompida. A diferença na metodologia de análise do gel inicial e do gel final está no tempo de repouso. Para o gel inicial o repouso antes de se iniciar o cisalhamento é de 10 s, já para o gel final é de 10 minutos (SOUSA, 2011).

O viscosímetro Fann é um viscosímetro rotativo, onde o rotor é impulsionado a uma velocidade rotacional constante no fluido, produzindo um torque no cilindro interno (bob). Uma mola restringe o movimento do bob e um ponteiro conectado à mola de torção indica o deslocamento angular do bob. As leituras foram efetuadas para as seguintes velocidades rotacionais, 600, 300, 200, 100, 6 e 3 rpm, permanecendo o fluido 1 minuto em cada velocidade para, em seguida, ser feita a leitura da deflexão. No caso da determinação das forças géis, é colocado uma rotação de 600 rpm no viscosímetro durante 1 minuto, então muda-se para 3 rpm e desliga-o. Espera-se o tempo de repouso indicado para cada uma das forças géis e, em seguida, o viscosímetro é ligado e é feita a leitura da máxima deflexão.

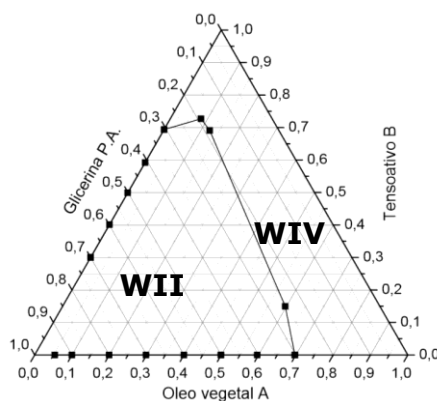
O ensaio de perda de fluido foi realizado através de ensaio de filtração estática em células de filtração API (American Petroleum Institute), no qual foi aplicada uma pressão de 100 psi com ar comprimido à temperatura ambiente durante 30 minutos. O meio filtrante foi um papel de filtro da Fann especialmente endurecido. Com o auxílio de uma proveta, foi feita a medida do volume de filtrado após 30 minutos do início da aplicação da pressão.

Resultados e Discussão

Diagramas ternários

Foram construídos dois diagramas ternários, a partir dos sistemas em estudo, a fim de identificar a região de microemulsão em cada um deles. Como fase aquosa, foram utilizadas glicerina P.A. (Fig. 1 - Diagrama 1) e uma solução aquosa de glicerina P.A. (Fig. 2 - Diagrama 2); Tensoativo B; e um óleo vegetal A. A classificação de Winsor pôde ser observada relativo à disposição das fases do sistema, sendo a região de microemulsão classificada em Winsor IV (WIV).

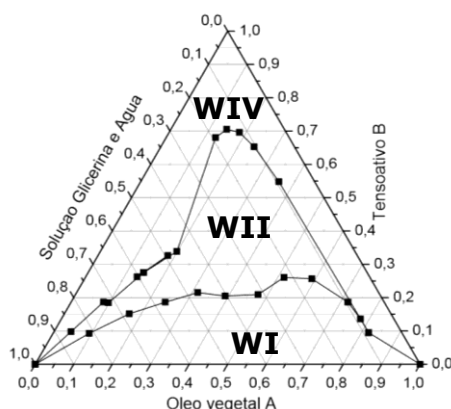
Figura 1 - Diagrama 1: referente ao sistema composto por glicerina P.A., tensoativo B e óleo vegetal A.



Fonte: Autor.

No diagrama representado pela figura 1, são observadas duas regiões classificadas em Winsor II (WII) e Winsor IV (WIV). A região de WII é composta por um sistema bifásico, onde está presente a microemulsão e a fase aquosa em excesso. A região de WIV é composta por uma única fase microemulsionada.

Figura 2 - Diagrama 2: referente ao sistema composto por uma solução de glicerina pura e água, tensoativo B e óleo vegetal A.



Fonte: Autor.

No diagrama representado pela figura 2, podem ser observadas três regiões, classificadas em Winsor I (WI), Winsor II (WII) e Winsor IV (WIV). A região de WI é constituída por um sistema bifásico, composto pela microemulsão e uma fase oleosa em excesso. A região de WII também é composta por um sistema bifásico, no entanto, está presente a microemulsão e a fase aquosa em excesso. A região de WIV é composta por uma única fase microemulsionada.

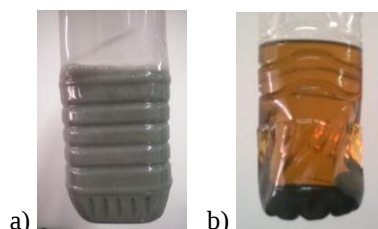
Com intuito de fazer a comparação entre fluidos à base de micremulsão, com maior quantidade de fase aquosa e com maior quantidade de fase oleosa, sendo uma extensão da classificação de fluido à base água e base óleo, optou-se por escolher dois pontos para preparação de fluidos a partir do diagrama 2, representado pela figura 2, sendo um ponto com uma maior fração de fase aquosa, classificado como fluido microemulsionado base aquosa; e o outro ponto com uma maior fração de fase oleosa, classificado como fluido microemulsionado base oleosa, ambos os pontos na região de WIV.

Fluido de perfuração

A partir do ponto de maior fração de fase aquosa, foi possível obter um fluido homogêneo (Fig. 3.a) classificado como fluido microemulsionado base aquosa, que será denominado fluido 1.

A partir do ponto de maior fração de fase oleosa, segundo a metodologia de preparação do fluido descrita, não foi possível obter um fluido homogêneo (Fig. 3.b). Ocorreu a separação da fase microemulsionada e dos aditivos. Assim, por não se caracterizar como fluido de perfuração, não foram feitos os testes reológicos e o ensaio de filtração.

Figura 3 – a) Fluido 1: fluido microemulsionado base aquosa; b) tentativa de fluido com maior fração de fase oleosa.



Fonte: Autor.

Ensaio reológicos

Foram feitos dois ensaios reológicos, um à temperatura ambiente, 26 °C (80 °F), e outro aquecido na temperatura do poço, 57 °C (135 °F). A partir das leituras das deflexões, θ , pode-se calcular as tensões de cisalhamento, τ (N/m²), com suas respectivas velocidades de rotação, N (rpm), convertidas para taxa de cisalhamento (s⁻¹), através das equações 1 e 2.

$$\tau = 0,51.\theta \quad (1)$$

$$\gamma = 1,703.N \quad (2)$$

A viscosidade aparente (cP) pode ser calculada dividindo a leitura à 600 rpm por 2 e a viscosidade plástica (cP) é calculada pela subtração da leitura a 600 rpm pela leitura a 300 rpm. O limite de escoamento é estimado por extrapolação através do gráfico de tensão cisalhante (τ) versus taxa de cisalhamento (γ) em coordenadas cartesianas e o valor de K_c e n_c através de um gráfico de ($\tau - \tau_0$) versus γ , em coordenadas logarítmicas (Fig. 4). Assim, foram obtidos os seguintes valores dos parâmetros para o fluido 1 (Tab. 1):

Tabela 1 – Parâmetros experimentais a 80 °F e 135 °F obtidos para o fluido 1.

Parâmetros	τ_0 (lbf/100ft ²)	n_c	K_c (Pa.s ⁿ)
Fluido 1 (80 °F)	1	0,7806	0,66512
Fluido 1 (135 °F)	6	0,768	0,23988

Fonte: Autor.

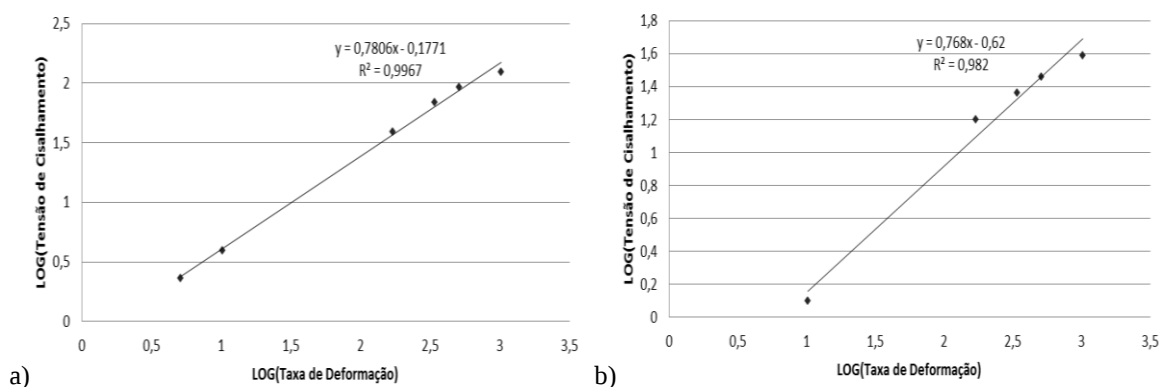
Tabela 2 – Propriedades experimentais calculadas para o fluido 1 e seus valores segundo à norma vigente.

	Viscosidade aparente, VA (cP)	Viscosidade plástica, VP (cP)	Limite de escoamento, LE (lbf/100ft ²)	Gel inicial, G ₀ (lbf/100ft ²)	Gel final, G _f (lbf/100ft ²)
Fluido 1 (80 °F)	123,75	63,5	2	8,25	10
Norma N-2604 (80 °F)	Mínimo de 15,0	Mínimo de 4,0	Máximo igual a 15*VP	Mínimo de 7	Entre 10 e 15
Fluido 1 (135 °F)	44,25	20	6	18,25	22,5

Fonte: Autor.

Analisando a tabela 2, percebe-se que o fluido em estudo está de acordo com a norma. Além disso, é possível perceber uma diminuição da viscosidade com o aumento de temperatura e uma elevação da força gel, sendo aumentada mais de duas vezes com o aumento de temperatura.

Figura 4 – Gráfico de $(\tau - \tau_0)$ versus $\dot{\gamma}$, em coordenadas logarítmicas, onde n_c é o coeficiente angular da reta e K_c é 10 elevado ao coeficiente linear da reta. a) 80 °F; b) 135 °F.

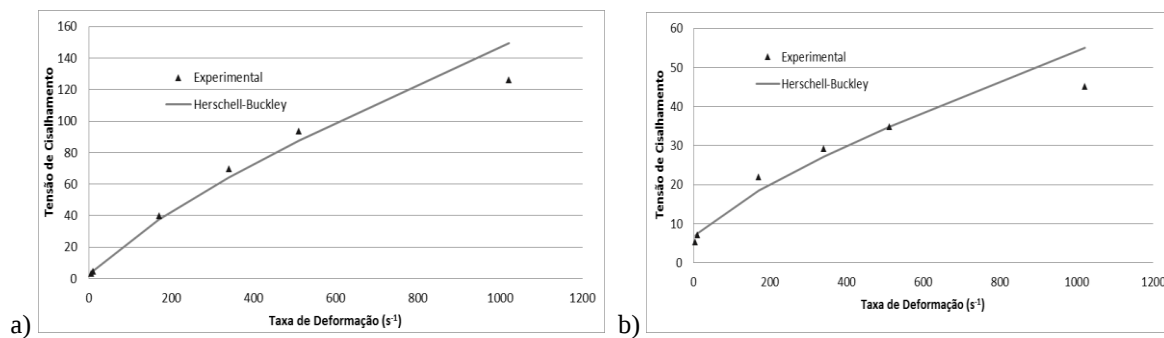


Fonte: Autor.

A partir dos valores de tensão de cisalhamento (τ) e taxa de cisalhamento ($\dot{\gamma}$), pode-se construir um gráfico de τ versus $\dot{\gamma}$. Sabendo dos valores do índice de consistência (K_c) e índice de comportamento (n_c), pode-se estimar o comportamento segundo o Modelo Herchell-Buckley (Equação 3), que mostrou ser o mais próximo do fluido (Fig. 5), por este apresentar uma tensão de corte inicial e um comportamento pseudoplástico, característico de um fluido de potência com limite de escoamento, com $n < 1$.

$$\tau = K_c (\dot{\gamma})^{n_c} + \tau_0 \quad (3)$$

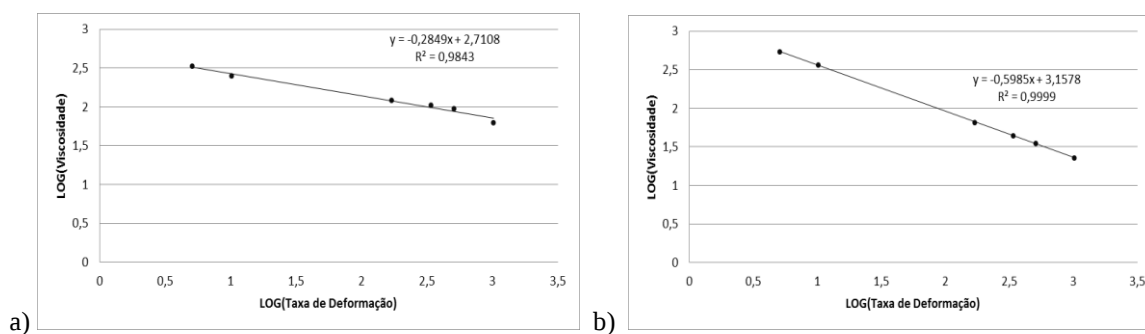
Figura 5 – Gráfico de τ versus γ , em coordenadas cartesianas e aproximação do Modelo Herschell-Buckley. a) 80 °F; b) 135 °F.



Fonte: Autor.

A partir destes mesmos dados, pode-se construir um gráfico em escala logarítmica da viscosidade versus a taxa de cisalhamento, que apresenta uma reta com angulação negativa, que representa o decréscimo da viscosidade quando a taxa de cisalhamento é aumentada, característica da pseudoplasticidade do fluido necessária na perfuração (Fig. 6).

Figura 6 – Gráfico da viscosidade versus taxa de deformação, em coordenadas logarítmicas. a) 80 °F; b) 135 °F.

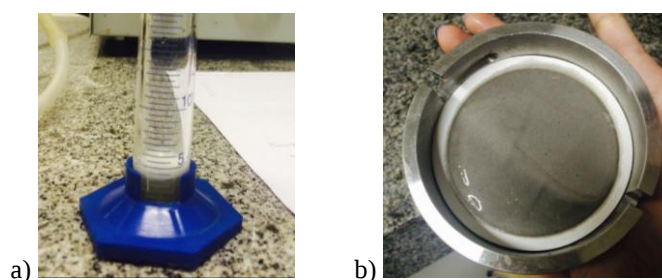


Fonte: Autor.

Ensaio de filtração

O volume de filtrado obtido após um período de filtração de 30 minutos numa pressão de 100 psi foi de apenas 4 mL (Fig 7.a). De acordo com a Norma PETROBRÁS N-2604 (1998), um fluido de alto rendimento deve ter um volume de filtrado máximo de 14 mL. O fluido mostrou ser bastante eficaz, mostrando que não haverá perdas excessivas de água livre de fluido pelo processo de perfuração, evitando que este se torne muito viscoso, como também mostrou que a torta de filtração formada (Fig. 7.b) não é impermeável, que causará um decréscimo do diâmetro do poço e, conseqüentemente, um aumento de pressão.

Figura 6 – Ensaio de filtração a) Volume de filtrado; b) Reboco formado.



Fonte: Autor.

Conclusões

O fluido de perfuração microemulsionado com base aquosa desenvolvido apresentou comportamento pseudoplástico, com resultados reológicos de viscosidade aparente, viscosidade plástica, limite de escoamento, gel inicial e gel final enquadrados dentro da Norma PETROBRAS N-2604 (1998). O volume de filtrado obtido também atendeu à Norma citada, caracterizando-se como fluido de alto rendimento.

O modelo de fluido que melhor descreve o comportamento do fluido obtido é o Modelo de Herschell-Buckley, caracterizando o fluido como fluido de potência com limite de escoamento de forma satisfatória.

Agradecimentos

Ao apoio financeiro da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP –, da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP –, do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI – por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP, PRH 54, e ao Laboratório de Cimentos – LABCIM/UFRN – pelos aditivos e conhecimento compartilhados.

Referências Bibliográficas

Machado, J. C. *Fundamentos e Classificação de Fluidos Viscosos. Reologia e Escoamento de Fluidos – Ênfase na indústria do petróleo*. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2002. pg 1-40. *apud* Guimarães, et. al., 2007.

Mittal, K. L., *Solution Chemistry of Surfactants*, v. 1, 1ª Ed., New York, Plenum Press, 1979.

PETROBRAS – Ensaio de viscosificante para fluido de perfuração à base de água na exploração e produção de petróleo- Especificação, N-2604, 1998.

Sousa, F. K. A., Ramos, A. P., Campos, L. F. A., Menezes, R. R., Ferreira, H. S., Neves, G. A. *Composição de argilas organofílicas obtida com tensoativo não-iônico para fluidos de perfuração base orgânica*. Universidade Federal de Campina Grande, UFCG. Cerâmica 57 (2011) 199-205.

Thomas, José Eduardo. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2ª ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência. Petrobras, 2004.