

INFLUÊNCIA DA RAZÃO ÓLEO/ÁGUA EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SINTÉTICOS DESENVOLVIDOS COM EMULSIFICANTE NATURAL

José Carlos Matias Mendonça ¹

Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento ²

Luciana Viana Amorim ³

Resumo

Dentro da indústria do petróleo, são fortes as críticas ao uso e descarte de fluidos de perfuração sintéticos, visto que alguns de seus componentes são de caráter tóxico. Visando contornar este impasse, busca-se alterar suas formulações através dos aditivos. Assim, o objetivo deste trabalho foi avaliar a influência do emulsificante natural, ambientalmente correto, em diferentes formulações de fluidos de perfuração sintéticos. Para tanto, foram formulados fluidos com diferentes concentrações de emulsificante e razão óleo/água e determinados os parâmetros reológicos, de estabilidade elétrica e de filtração. Diante disto, pode-se concluir que os melhores resultados de limite de escoamento e volume de filtrado foram alcançados pelos fluidos de razão óleo/água 60/40, enquanto que as viscosidades aparente e plástica foram alcançadas pelos fluidos de razão óleo/água 70/30. Fluidos de razão óleo/água 70/30 produzidos com emulsificante natural a base da borra de óleo de soja são mais estáveis nas condições de temperatura de 65,6 °C (150 °F). Assim, o produto deste estudo foi promissor para uso como emulsificante, sendo a formulação de fluido razão óleo/água 70/30, a que apresenta melhor interação.

Palavras-chave: Fluido de perfuração sintético; Emulsificante; Razão óleo/água.

OIL/WATER RATIO INFLUENCE IN SYNTHETIC DRILLING FLUIDS PRODUCED WITH NATURAL EMULSIFIER

Abstract

Within the oil industry, there are strong criticisms of the use and disposal of synthetic drilling fluids, as some of its components are toxic. In order to circumvent this impasse, it is sought to change its formulations through the additives. Thus, the objective of this work was to evaluate the influence of the environmentally correct natural emulsifier on different formulations of synthetic drilling fluids. For this purpose, fluids with different emulsifier and oil/water ratios were formulated and the rheological, electrical stability and filtration parameters were determined. In view of this, it can be concluded that the best flow limit and filtrate volume results were achieved by the 60/40 oil/water ratio fluids, while the apparent and plastic viscosities were reached by the 70/30 oil/water ratio fluids. 70/30 oil/water ratio fluids produced with natural emulsifier based on soybean oil slurry are more stable under the temperature conditions of 150 °F (65.6 °C). Thus, the product of this study was promising for use as an emulsifier, the 70/30 oil/water ratio fluid formulation being the one with the best interaction.

Keywords: Synthetic drilling fluid; Emulsifier; Oil/water ratio.

I INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração, ou ainda lamas de perfuração, segundo Thomas [1], são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até gases. Estes

podem assumir, do ponto de vista químico, aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes. Ainda, como afirma

¹ Programa de Engenharia Civil – PEC, Coordenação de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. E-mail: jcarlosmmendonca@gmail.com

² UACSA, UFRPE, Cabo de Santo Agostinho, PE, Brasil.

³ UAEPetro, UFCG, Campina Grande, PB, Brasil.



Machado [2], do ponto de vista físico, estes fluidos assumem comportamento de fluidos não-newtonianos, de forma que a relação entre a taxa de cisalhamento e a taxa de deformação não é constante.

Os fluidos de perfuração podem ser classificados de acordo com seu constituinte base, segundo Caenn et al. [3], em: fluidos base água, fluidos base óleo (não aquosa) ou gás (pneumáticos). Dentre os fluidos base não aquosa, existem os fluidos de perfuração sintéticos, que utilizam de bases sintéticas, as quais substituíram o óleo utilizado como base.

Caenn et al. [3] aponta que os fluidos sintéticos apresentam vantagens em seu desempenho quando comparados aos fluidos de base aquosa, sendo as principais: baixa compatibilidade com formações reativas, maior estabilidade térmica e estrutural, melhor lubrificação, menores taxas de corrosão e maior facilidade de reaproveitamento. Sendo assim, os principais ambientes para utilização destes fluidos são: formações de folhelhos reativos e zonas de sal, poços de alta pressão e alta temperatura e poços direcionais.

Atualmente, um fluido de perfuração sintético é constituído basicamente por uma fase orgânica, uma fase aquosa (salmoura), um emulsificante, um redutor de filtrado, um agente espessante e um agente adensante. Foco deste trabalho, os emulsificantes são utilizados em fluidos de perfuração de base sintética para formar emulsões água/óleo (A/O) estáveis, também conhecidas como emulsões invertidas, e, juntamente com outros aditivos, ajudar no controle de filtração.

O emulsificante, atualmente de uso comercial, é produzido a partir de amidas e imidazolinonas, os quais são compostos tóxicos. Assim, busca-se a fabricação de um emulsificante menos nocivo ao meio ambiente, como no caso de um composto natural a base de óleos vegetais, os quais são estudados diversamente. Dentre estes, figura o óleo de soja, que em seu processo de fabricação tem como subproduto uma borra com os mesmos traços de composição do óleo em si, ou seja, alto teor de ácidos graxos, muito propícia à utilização para a produção de emulsificante, além de ter um reduzido valor econômico e alta quantidade na indústria.

Essa alta quantidade de ácidos graxos presentes na borra proveniente da fabricação do óleo de soja foi o fator preponderante que despertou interesse na produção do emulsificante a partir desta matéria-prima, já que estes ácidos são necessários na confecção de um bom emulsificante. Assim, estudos foram feitos por diferentes pesquisadores e este aditivo foi produzido, o qual foi avaliado quimicamente e para o uso como emulsificante por Leal [4].

Para análise química do produto, foi feita a caracterização por meio de análise térmica diferencial, análise termogravimétrica e espectroscopia no infravermelho por transformada de Fourier. Para a avaliação quanto ao uso como emulsificante em fluidos de perfuração sintéticos, foram feitos testes em emulsões segundo a norma EP-IEP-00028-A [5].

Segundo a autora, os estudos realizados no emulsificante baseado na borra do óleo de soja (EBO),

o mesmo a ser utilizado neste trabalho, mostraram que este é formado a partir de ácidos graxos com ligações dos tipos C-H, C-O, C=O e C=C, com picos de intensidades e posições semelhantes ao óleo de soja puro, apresentando três etapas de decomposição térmica. Logo, esta borra de óleo de soja apresenta características semelhantes ao próprio óleo de soja, o que a enquadra nos desejados estudos sobre emulsificantes a partir de óleos vegetais *food grade* (uso alimentar).

Leal [4] ainda afirma que o emulsificante produzido a partir dessa borra se encontra dentro das normas impostas pela PETROBRAS para avaliação desses aditivos e que, assim, pode ser usado como tal para fluidos de perfuração sintéticos.

Tendo em vista estes resultados positivos, o objetivo deste trabalho foi analisar a influência de diferentes razões óleo/água em formulações de fluidos de perfuração sintéticos utilizando o EBO.

2 METODOLOGIA

Foram estudadas seis formulações diferentes de fluidos de perfuração sintético variando o teor de EBO, sendo três com razão óleo/água (ROA) 60/40 e três com razão óleo/água 70/30. Estas formulações, denominadas de F1 (formulação 1) a F6 (formulação 6), encontram-se especificadas na Tabela 1.

O emulsificante natural utilizado foi produzido a partir do subproduto borra da indústria de óleo de soja, possui alto teor de ácidos graxos e apresenta aparência de uma graxa com elevada viscosidade.

A preparação dos fluidos foi realizada em agitador *Hamilton Beach*, no qual foram adicionados os componentes, a uma velocidade de 13.000 rpm (rotações por minuto), às alíquotas. Após adição completa de cada aditivo, as misturas foram agitadas por 10 minutos, se o aditivo for sólido, ou 5 minutos, se o aditivo for líquido, a uma velocidade de 17.000 rpm.

Após a preparação dos fluidos, estes foram testados em três momentos: 1° antes do adensamento, 2° após o adensamento e 3° após o envelhecimento térmico. Os fluidos foram envelhecidos termicamente em forno *RollerOven* da marca *Fann*, modelo 705ES, por 16 horas, a 200 °F.

Estes momentos foram realizados buscando analisar a influência do emulsificante natural em meio a adição de Baritina (adensante), uma vez que, as partículas deste aditivo podem interferir na estabilidade da emulsão e conseqüentemente afetar as propriedades dos fluidos estudados (Momentos 1 e 2) e buscando avaliar a influência do envelhecimento térmico nas propriedades dos fluidos (Momentos 2 e 3).

As propriedades reológicas foram obtidas através do uso de viscosímetro da marca *Fann*, modelo 35A juntamente com copo térmico, de mesma marca, a temperatura de 65,6 °C (150 °F). Com os dados obtidos nas leituras feitas no viscosímetro, foram calculados os valores de viscosidade

Tabela 1. Fórmulas dos fluidos de perfuração com EBO estudados em ordem de acréscimo à mistura

Componentes	F1	F2	F3	F4	F5	F6
n-parafina (mL)	199,5	199,5	199,5	238	238	238
Cal Hidratada (g)	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Emulsificante (g)	8,0	10,0	12,0	8,0	10,0	12,0
Cal Hidratada (g)	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Salmoura (mL)	136,5	136,5	136,5	101,5	101,5	101,5
Redutor de Filtrado (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Argila Organofílica (g)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Baritina (g)	qsp*	qsp*	qsp*	qsp*	qsp*	qsp*

*qsp: Quantidade suficiente para alcançar o peso do fluido de 10 lb/gal.

aparente, viscosidade plástica, limite de escoamento e força gel segundo a norma EP-IEP-0001 I-A [6] seguindo as equações próprias para tais parâmetros.

A estabilidade elétrica foi obtida utilizando também o copo térmico à temperatura de 65,6 °C (150 °F) e o medidor de Estabilidade Elétrica da marca *Fann*, modelo 23D. Foram realizadas cinco medições e o valor adotado como resultado final foi uma média estatística dentre as medições feitas, retirando o menor e o maior valor dentre estas.

A filtração HPHT (*High Pressure, High Temperature*) foi feita utilizando filtro-prensa HPHT da marca *Fann*. Este teste é feito a uma temperatura de 93,3 °C (200 °F) e à pressão de 500 psi, e o volume de filtrado é coletado em proveta graduada. Diferentemente dos outros parâmetros, este é obtido apenas no 3º momento citado, após envelhecimento térmico.

A avaliação da influência da razão óleo/água no fluido de perfuração sintético com o EBO foi feita a partir destes parâmetros obtidos pelos testes citados e comparados entre si. Todos os fluidos foram feitos em duplicata e foram preparados fluidos com as mesmas formulações utilizando um emulsificante comercial, considerado como padrão.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Como mencionado, os resultados obtidos a partir dos fluidos formulados com o EBO foram: viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), limite de escoamento (LE), força gel (FG), estabilidade elétrica (EE) e volume de filtrado (VF).

Segundo o *American Petroleum Institute* [7], a viscosidade aparente é a viscosidade do fluido quando medida a uma determinada taxa de cisalhamento, uma propriedade inerente a fluidos que seguem determinados modelos reológicos.

Moreira et al. [8] cita Machado [2] o qual complementa a ideia apresentada acima ao afirmar que este valor de VA está relacionado com a perda de carga que ocorre durante a circulação de fluido de perfuração, a qual será maior quanto maior for o valor de leitura realizada no teste.

Os valores obtidos de VA para os fluidos formulados neste estudo são mostrados na Figura 1.

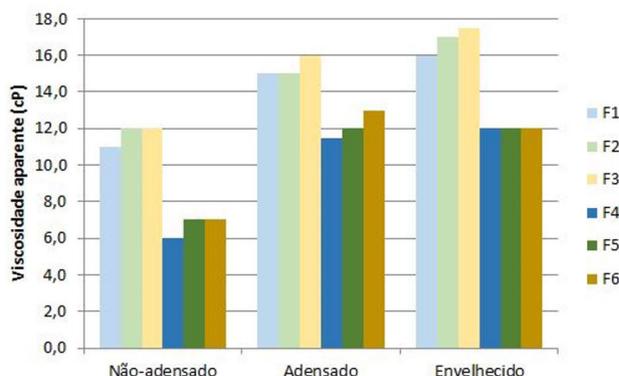


Figura 1. Viscosidade aparente dos fluidos estudados.

Quanto às diferentes composições de fluidos, pode-se observar um aumento, na maioria dos resultados, da viscosidade aparente com o aumento da quantidade de emulsificante de 8 para 10 e de 10 para 12 gramas. Este aumento na viscosidade da emulsão pode ser explicado pelo aumento na quantidade de aditivos, ou ainda este fenômeno pode ocorrer devido a uma maior dispersão das partículas emulsionadas de água com a presença maior do emulsificante, deixando-as em maior quantidade e menor tamanho. Segundo Palma e Giudici [9], de um modo geral a viscosidade aumenta com a diminuição do tamanho das partículas.

Ao comparar os valores de VA entre os fluidos equivalentes com ROA diferentes, percebe-se que os 60/40 apresentaram maiores valores deste parâmetro. Isto pode ocorrer devido ao maior conteúdo de água na emulsão, o que pode gerar um maior número de partículas de água emulsionadas, favorecendo a dispersão dos componentes presentes nos fluidos, e ainda, por se tratar de uma salmoura, maior quantidade de partículas sólidas por consequência do sal dissolvido.

Esses valores de VA dentro dos padrões comerciais para os fluidos com EBO se traduzem numa boa capacidade de carrear os sólidos durante a perfuração, como desejado para os fluidos de perfuração.

Segundo Silva [10], a viscosidade plástica é uma medida indicativa da resistência interna de um fluido à sua própria

movimentação. Pode ser usada como uma indicação da concentração e interação dos sólidos no fluido. Quanto mais alto for o teor de sólidos, mais alta será a viscosidade plástica.

Para uma concentração qualquer de sólidos, a viscosidade plástica aumentará assim que o tamanho das partículas diminuir. A razão principal para explicar este fenômeno, é o aumento da área superficial dos sólidos como consequência da diminuição do tamanho deles.

Os valores obtidos de VP para os fluidos formulados neste estudo são mostrados na Figura 2.

Observa-se que os fluidos estudados, em sua maior parte, apresentaram o mesmo comportamento para os valores encontrados de VP em relação aos de VA ao comparar os diferentes teores de emulsificantes e as diferentes razões de emulsão, possivelmente com as mesmas causas para tais tendências.

Neste caso, os valores de VP dentro dos padrões, assim como a VA, resultam na capacidade desejável de carrear os cascalhos formados pela perfuração.

Segundo Silva [10], o limite de escoamento representa o esforço requerido para iniciar um fluido em movimento. É um indicador das forças de atração entre as partículas quando o fluido de perfuração está em movimento. Já segundo Caenn et al. [3], na prática, o LE é utilizado para avaliação do desempenho dos fluidos de perfuração, indicando a necessidade de algum tratamento de manutenção, quando este apresentar dificuldades ao deslocamento. O LE é sensível ao ambiente eletroquímico, já que indica a força de atração entre as partículas, e, portanto, indica a necessidade de um tratamento químico, quando necessário.

Os valores obtidos de LE para os fluidos formulados neste estudo são mostrados na Figura 3.

De acordo com a Figura 3, foi possível observar valores negativos de LE. Contudo, é importante afirmar que valores negativos de LE não são possíveis, uma vez que este parâmetro deve ter valor zero para os fluidos newtonianos, ou maior que zero para os fluidos não newtonianos, caso dos fluidos de perfuração. Estes valores podem ter sido obtidos devido à ocorrência do fenômeno de escorregamento.

Esse fenômeno pode ser observado em fluidos altamente lubrificadas como os fluidos sintéticos e ocorrem quando uma camada lubrificante adere às superfícies metálicas do equipamento reduzindo a força necessária ao escoamento e, portanto, o LE.

No geral, este parâmetro não apresentou um padrão claro quanto aos diferentes teores de emulsificante e diferentes etapas de análise. Porém, quanto às diferentes ROA, nota-se que os fluidos 70/30 apresentaram, em geral, menores valores de LE, o que pode ser explicado pela menor quantidade de partículas emulsionadas e de sal proveniente da salmoura agindo como partículas sólidas.

Resultados de LE balanceados, ou seja, dentro dos valores desejáveis, acarretam em facilidade de retomada da circulação no poço e na eficiência da limpeza deste.

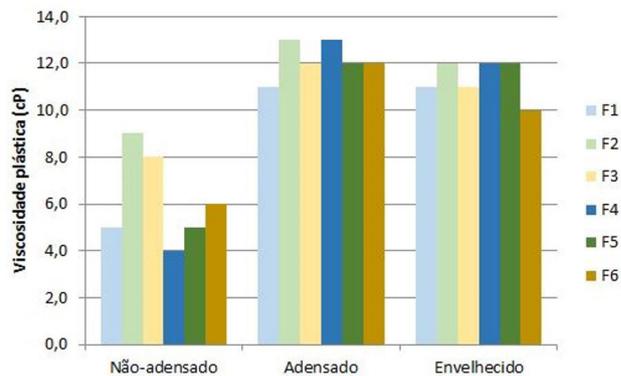


Figura 2. Viscosidade plástica dos fluidos estudados.

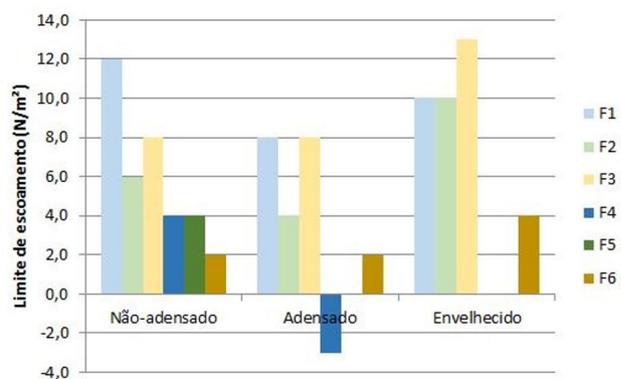


Figura 3. Limite de escoamento dos fluidos estudados.

Segundo Silva [10], a força gel de um fluido é uma medida da tensão necessária para iniciar o movimento de um fluido em repouso. Estas medidas normalmente são conhecidas como força gel inicial (dez segundos de parada) e força gel final (dez minutos de parada).

A força gel elevada pode resultar na dificuldade para descer ferramentas de registros elétricos ou similares, em perda de fluido de perfuração quando a ferramenta é descida no poço e entradas de gás e fluido, estas últimas duas ocorrem devido à alta pressão exercida pela ferramenta e, conseqüentemente, pelo fluido que acaba por fraturar a rocha. Quando a força gel é muito baixa, a baritina e os cascalhos podem decantar no poço durante o tempo em que se realizam conexões ou durante as manobras.

Leal [4] cita Ferraz [11] que complementa ao afirmar que a força gel é uma função da quantidade e tipo dos sólidos em suspensão, do tempo, da temperatura e do tratamento químico, ou seja, depende dos fatores que propiciam ou impedem o encadeamento de partículas que aumenta ou diminui a tendência de formar uma estrutura mais rígida quando o fluido está em repouso.

Os valores obtidos de FG para os fluidos formulados neste estudo são mostrados na Figura 4.

Observa-se que a maioria dos valores encontrados é de uma força gel igual à zero, o que caracteriza um *flat gel*.

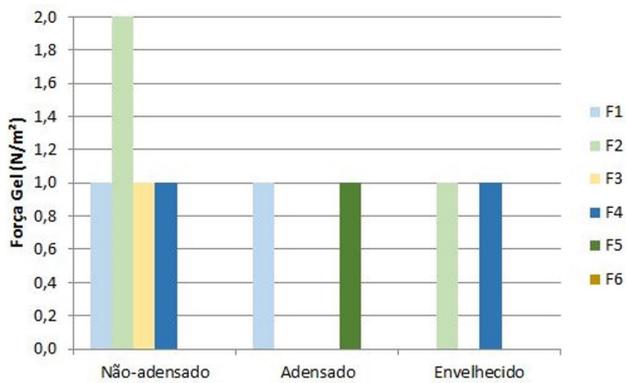


Figura 4. Força gel dos fluidos estudados.

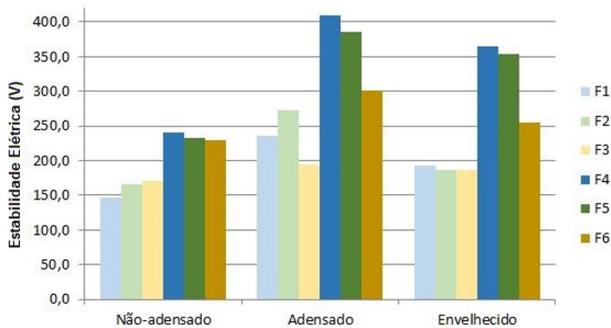


Figura 5. Estabilidade elétrica dos fluidos estudados a 65,6 °C.

Segundo Hyne [12], este fenômeno é desejável para fluidos de perfuração e comum nos fluidos base óleo e emulsão invertida, desde que estes sejam usados em grandes profundidades, nas quais a força gel não se torna importante. A coluna de fluido é muito extensa nessas locações e, se o fluido gelificar, a força necessária para iniciar o fluxo teria que ser elevada, comprometendo o poço.

Todos os valores encontrados foram baixos, variando entre 0 e 2 N/m², o que também ocorreu nos trabalhos de Leal [4] e Silva et al. [13], realizados com emulsificantes produzidos a partir de ácidos graxos. Os baixos valores de FG significam uma manutenção das características do fluido mesmo quando parado.

Ainda, de acordo com Silva [14], uma força gel zero ou próximo de zero significa que sob condições estáticas não existe força de atração entre as partículas constituintes do fluido.

Segundo Perez [15], o parâmetro estabilidade elétrica é a medida da voltagem requerida para iniciar um fluxo de corrente elétrica e é um indicativo de quão fortemente a água está emulsionada numa base orgânica. Altos valores indicam uma emulsão mais forte e, portanto, um fluido mais estável. Sabe-se que o óleo não é condutor de corrente elétrica. O fluxo de eletricidade é estabelecido entre os pólos dos eletrodos quando as gotas de água emulsionada coalescem formando uma ponte ou circuito contínuo. A magnitude da voltagem requerida para quebrar a emulsão

completando o circuito resulta na estabilidade elétrica da emulsão, expressa em volts.

Os valores obtidos de EE para os fluidos formulados neste estudo são mostrados na Figura 5.

Quanto a variação no teor de emulsificante, o aumento deste mostrou um incremento gradativo na estabilidade elétrica antes da adição da baritina para os fluidos sintéticos ROA 60/40, por ocorrer uma maior dispersão das partículas de água com consequente estabilização da emulsão. Nas etapas posteriores, os valores encontrados não apresentaram a tendência anterior, resultando em valores de melhor estabilidade elétrica para os fluidos com 8 ou 10 gramas de emulsificante, o que mostra que a quantidade indicada como padrão pela indústria, de 9 gramas, é aceitável para alcançar um ótimo valor deste parâmetro.

Contrariamente, os fluidos ROA 70/30 apresentaram uma tendência inversa aos 60/40, uma diminuição neste parâmetro em todas as etapas com o aumento do teor de emulsificante. Isto pode ter ocorrido devido à razão óleo/água 70/30 apresentar uma quantidade menor de água, o que requer menos emulsificante, logo, este se encontra em excesso na emulsão e, segundo Minaev et al. [16], este excesso na fase dispersa acarreta a ocorrência do fenômeno de envelhecimento de Ostwald, o qual faz com que as partículas emulsionadas desestabilizem e coalesçam.

Os fluidos 70/30 apresentaram valores de EE bem satisfatórios, sendo todos superiores a 200 V, valor referência segundo normas da indústria. E os 60/40 apresentaram valores próximos considerando a variância aceitável de 30% nos valores medidos. Os melhores valores obtidos dos fluidos 70/30 são explicados pela quantidade menor de água emulsionada nessas emulsões, diminuindo a ocorrência de coalescência e formação de pontes condutoras.

Resultados de EE dentro do desejado mostram uma emulsão estabilizada, com menor tendência à coalescência das partículas emulsionadas e conseguinte separação de fases, o que ocasiona uma segurança quanto à água vir a invadir ou reagir com a formação.

A avaliação do volume proveniente do processo de filtração é um dos parâmetros mais importantes para o estudo de um emulsificante, visto que este avalia diretamente a estabilidade da emulsão, pois quanto mais estável menor volume de filtrado e de água neste. Segundo Moreira et al. [8], o valor do VF está diretamente relacionado ao volume de fluido que invade a formação, em determinadas condições de temperatura e pressão.

Os valores obtidos de VF para os fluidos formulados neste estudo são mostrados na Figura 6.

Quanto à formulação do fluido, a variação do teor de emulsificante resultou em melhores valores para os fluidos formulados com 8g deste aditivo. Nos fluidos com ROA 70/30, maiores valores foram obtidos para os fluidos com 10 e 12 gramas de emulsificante em relação

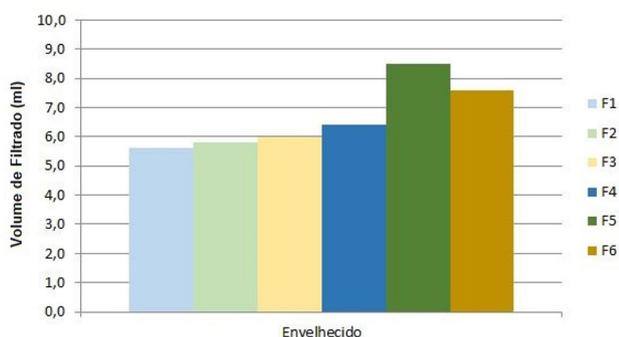


Figura 6. Volumes de filtrado dos fluidos estudados.

ao teor de 8 gramas, o que corroborou, assim, a ideia apresentada nas discussões sobre a estabilidade elétrica quanto à ocorrência do fenômeno de envelhecimento de Ostwald.

Boa parte dos valores de VF obtidos está dentro das especificações impostas pela PETROBRAS e tiveram porcentagem de água presente no filtrado entre 0% e 4%. A norma PETROBRAS EP-IEP-0001 I-A [6] exige o máximo de 10% de água no filtrado e a grande maioria dos resultados encontrados foi de 0%.

Os resultados obtidos neste parâmetro foram altamente promissores, estes se traduzem em uma boa estabilidade das emulsões, o que dificulta a separação das fases durante a utilização do fluido.

No geral, tomando como base todos os parâmetros analisados neste trabalho, temos que os resultados obtidos para os fluidos formulados com emulsificante natural estudado foram compatíveis aos obtidos para os fluidos com emulsificante comercial presentes em estudos previamente publicados por Mendonça [17-19], mostrando performances equiparáveis.

REFERÊNCIAS

- 1 Thomas J. Fundamentos de engenharia de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência; 2001.
- 2 Machado J. Reologia e escoamento de fluidos: ênfase na indústria do petróleo. Rio de Janeiro: Interciência; 2002.
- 3 Caenn R, Darley H, Gray G. Composition and properties of drilling and completion fluids. 6th ed. Waltham: Gulf Professional Publishing; 2011.
- 4 Leal C. Avaliação de emulsificante baseado na borra de óleo de soja para fluidos de perfuração sintéticos [dissertação]. Campina Grande: Universidade Federal de Campina Grande; 2015.
- 5 Petrobras. Emulsificantes de água em base parafínica EP-IEP-00028-A. Rio de Janeiro: E&P-ENGP; 2011.
- 6 Petrobras. Viscosificante para fluidos usados na exploração e produção de poços de petróleo e gás EP-IEP-0001 I-A. Rio de Janeiro: E&P-ENGP; 2011.
- 7 American Petroleum Institute. Glossary of drilling fluid and associated terms. 2nd ed. Dallas: API; 1979. (Bulletin D; no. 11).
- 8 Moreira G, Costa M, Araújo R, Girão J, Gracia R. Estudo comparativo entre novo emulsificante e produtos comerciais na estabilidade de fluidos de perfuração à base de éster. In: Anais do 4º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás (PDPETRO); 2007; Campinas, SP, Brasil. Natal: ABPG; 2007. p. 1-6. vol. 4.

4 CONCLUSÃO

É possível concluir que:

- Os resultados obtidos para todos os parâmetros estudados, no geral, encontram-se dentro das normas impostas pela PETROBRAS para avaliação de um emulsificante a ser utilizado em fluidos de perfuração sintéticos;
- A adição da baritina, tida como adensamento, aumenta as propriedades de viscosidade e estabilidade elétrica, no geral;
- O envelhecimento térmico diminui, em pequena escala, as propriedades de viscosidade e estabilidade elétrica, no geral;
- Quanto ao teor de emulsificante, o valor de 8 gramas de EBO apresentou resultados promissores ao conseguir boas propriedades de volume de filtrado e estabilidade elétrica, associados aos parâmetros reológicos aceitáveis; e
- Levando em consideração a estabilidade elétrica, principal parâmetro para avaliação da estabilidade de uma emulsão, os fluidos com razão 70/30 apresentaram melhores resultados.

Agradecimentos

À PETROBRAS e à ANP pelo apoio financeiro e incentivo a trabalhos de pesquisa por meio do Programa de Recursos Humanos - PRH-42/UFCG, ao LABDES, ao grupo de estudos em Fluidos de Perfuração da UFCG – PeFLab, a Universidade Federal Rural de Pernambuco e a Universidade Federal de Campina Grande pela infraestrutura cedida para a realização de estudos laboratoriais.

- 9 Palma M, Giudici R. Copolimerização em emulsão de acetato de vinila e acrilato de butila com alto teor de sólidos. *Polímeros Ciência e Tecnologia*. 2006;16(4):269-275.
- 10 Silva C. Desenvolvimento de fluidos de perfuração a base de óleos vegetais. Natal: PRH ANP-14; 2003.
- 11 Ferraz, A. Manual de engenharia dos fluidos de perfuração. Houston, Te – USA: Divisão Magcobar Grupo Oilfield Products Dresser Industries, 1977.
- 12 Hyne N. Dictionary of petroleum exploration, drilling & production. 2nd ed. Oklahoma: PennWell; 2014.
- 13 Silva I, Costa J, Ferreira H, Neves G, Ferreira H. Organofilização de argilas bentoníticas com tensoativo não iônico visando seu uso em fluidos de perfuração base óleo. In: Anais do 19º Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciência dos Materiais (CBECiMat); 2010; Campos do Jordão, SP, Brasil. Campos do Jordão: CBECiMat; 2011. p. 344-352. vol. 19.
- 14 Silva C. Influência da incorporação de sólidos nas propriedades de fluidos de perfuração sintéticos [dissertação]. Campina Grande: Universidade Federal de Campina Grande; 2014.
- 15 Perez G. Estudo da estabilidade elétrica de fluidos de emulsão inversa usados para perfuração de poços de petróleo. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2008.
- 16 Minaev K, Epikhin A, Novoseltsev D, Andropov M, Yanovsky V, Ulyanova O. Research of inverted emulsions properties on the base of new emulsifiers. In: Proceedings of the XVIII International Scientific Symposium in Honor of Academician M. A.; 2014, Tomsk, Russia. Bristol: Institute of Physics Publishing; 2014.
- 17 Mendonça JMM, Amorim LV, Nascimento RC A M. Evaluation of the influence of the viscosifier on the properties of synthetic drilling fluids. In: Proceedings of the 24th ABCM International Congress of Mechanical Engineering; 2017; Curitiba, PR, Brasil. Curitiba: ABCM; 2017.
- 18 Mendonça JMM, Amorim LV, Nascimento RCAM. Influência da composição de fluidos de perfuração sintéticos formulados com emulsificante natural. In: Anais do 9º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás (PDPETRO); 2017; Maceió, AL, Brasil. Natal: ABPG; 2017.
- 19 Mendonça JMM, Amorim LV, Nascimento RC A M. Influência da argila organofílica nas propriedades de fluidos de perfuração sintéticos produzidos com emulsificante a base da borra de óleo de soja. In: Anais do 23º Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciência dos Materiais (CBECiMat); 2018; Foz do Iguaçu, PR, Brasil. Foz do Iguaçu: CBECiMat; 2018.

Recebido em: 15 Set. 2019

Aceito em: 4 Out. 2019