

Comportamento de fase e reologia de fluido de perfuração o/a com tensoativo não iônico e glicerol



<https://doi.org/10.56238/chaandieducasc-023>

Ingrid de Carvalho Follone

Universidade Federal Rural do Semi-árido – UFRSA
E-mail: ingrid.follone@alunos.ufersa.edu.br

Anderson Marciel Pereira de Sales

Universidade Federal Rural do Semi-árido – UFRSA
E-mail: anderson16042001@gmail.com

Camila Renata Fernandes Oliveira

Universidade Federal Rural do Semi-árido – UFRSA
E-mail: camilarfoliveir@gmail.com

Ruza Gabriela Medeiros de Araújo Macedo

Universidade Federal Rural do Semi-árido – UFRSA
E-mail: ruzamacedo@gmail.com

Diego Angelo de Araújo Gomes

Instituto Federal do Rio Grande do Norte – IFRN
E-mail: diego.gomes@ifrn.edu.br

Geraldine Angélica Silva da Nóbrega

Universidade Federal Rural do Semi-árido – UFRSA
E-mail: geraldinenobrega@ufersa.edu.br

RESUMO

O principal objetivo deste trabalho foi formular fluido de perfuração obtido a partir de sistema

microemulsionado, usando na fase aquosa água destilada e solução de água:glicerol (40%). As regiões de microemulsão água em óleo foram determinadas com precisão e a influência do glicerol na área microemulsionada também foi examinada. Todos os sistemas estudados mostraram uma região isotrópica rica em água (área de microemulsão água em óleo, que foi considerada altamente dependente da relação em peso de tensoativo. Por meio do cálculo integral determinou-se a área da região microemulsionada para os sistemas estudados e foi verificado que o sistema Água:Glicerol(40%)/TWN 80/Óleo de pinho apresentou maior área da região de microemulsão. Além do sistema microemulsionado os fluidos de perfuração apresentaram em sua composição a bentonita CMC, HPA e NaCl. As curvas de fluxo de ambos os fluidos, apresentaram um perfil característico do modelo de Bingham, correspondente a um fluido com comportamento pseudoplástico. Essa característica é muito importante para fluidos de perfuração, já que fluidos pseudoplásticos apresentam uma redução na viscosidade com o aumento da vazão (taxa de cisalhamento), facilitando assim o escoamento durante a perfuração.

Palavras-chave: Microemulsão, Tensoativo não iônico, Reologia, Fluido de perfuração.

1 INTRODUÇÃO

Fluidos de perfuração são misturas de aditivos sólidos presentes como fases descontínuas espalhadas em uma fase líquida contínua [1]. Esses fluidos são importantes pois promovem o levantamento de cascalhos, controlam a pressão, resfriam e lubrificam tubos e brocas, estabilizam a formação e o poço [2], evitam que os fluidos da formação invadam o poço e garantem a estabilidade criando uma película de baixa permeabilidade na parede chamada de torta de filtrado [3]. Muitos aditivos para fluidos de perfuração têm sido usados para alterar a densidade e suas propriedades químicas para melhorar a funcionalidade [4]. Fluidos de perfuração feitos a partir de bases microemulsionadas contribuem para maior estabilidade do poço, quando comparado ao mesmo



preparado a partir de emulsões, além de serem estáveis termodinamicamente, espontâneos e facilmente preparáveis. [5, 6] estudaram a aplicação dessa base em fluidos de perfuração e concluíram: são estáveis em ampla faixa de condições salinas, resistentes à corrosão, boas características de lubricidade, força gel, formação de reboco menos permeável e fino e baixa tensão interfacial. De acordo com [7], os fluidos de perfuração microemulsionados são viáveis pela sua lubricidade, estabilidade, baixo custo e formação de uma torta de filtrado fina com características agregadas pela microemulsão. As propriedades reológicas do fluido de perfuração, como viscosidade plástica, limite de escoamento e resistência do gel, entre outras, e características de perda de fluido devem ser examinadas cuidadosamente para alcançar o desempenho ideal do processo de perfuração [8]. Durante qualquer operação de perfuração é fundamental controlar as propriedades reológicas e de filtração do fluido para uma operação suave e eficiente. As propriedades são controladas de tal forma que o fluido proporciona um ótimo desempenho. As propriedades reológicas afetam (i) a remoção de cascalhos (ii) manter os cascalhos e o material pesado em suspensão quando não circulam, (iii) liberar os cascalhos na superfície, (iv) reduzir ao mínimo qualquer efeito adverso sobre o poço, (v) fornecer informações sobre formações penetradas, entre outras [9]. Neste contexto, esse trabalho teve por objetivo a análise da influência de tensoativo não iônico na formulação de fluido de perfuração microemulsionado do tipo água em óleo (A/O) bem como as propriedades reológicas.

2 MATERIAIS E METODOS

2.1 MATERIAIS

Os materiais utilizados para obtenção do sistema microemulsionado e formulação dos fluidos foram: cloreto de sódio- NaCl (Synth), éster etoxilado- TWN 80 (Synth), óleo de pinho- OP (Casa dos Químicos), bentonita ativada (comercial), carboximetilcelulose- CMC (Synth), amido HP (HPA), glicerol (Perfil tech) descritos na Tabela 1.

Tab 1. Reagentes (Autoria Própria)

Reagente	Descrição
Água destilada	Fase aquosa
Glicerol	Fase aquosa/Dispersante
Óleo de Pinho	Fase oleosa
TWN 80	Tensoativo
Bentonita	Controle de filtrato
CMC	Viscosificante e redutor de filtrato
HPA	Redutor de filtrato
NaCl	Inibidor de formação ativa



2.2 MÉTODOS ANALÍTICOS

Os métodos e equipamentos utilizados para determinar a região de microemulsão, preparo e propriedades dos fluidos, são apresentados na Tabela 2.

Tab 2. Métodos analíticos e equipamentos utilizados no estudo. (Autoria própria)

Parâmetro	Aparelho	Faixa	Fabricante/modelo
Pesagem	Balança analítica	0,01-220g	SHI-AUW 220D
Agitação	Agitador Vortex	50-60Hz	Fisatom/772
Mistura	Agitador Mecânico	1/3 Hp	Hamilton Beach/HMD 2000
Viscosidade	Reometro	115V,60Hz,90W	Fann V. G. Metter/35A

2.3 MÉTODOS EXPERIMENTAIS

2.3.1 Diagrama de fases

A microemulsão estudada foi formulada com água destilada (fase aquosa), Glicerol (fase aquosa), TWN 80 (tensoativo não iônico) e óleo de pinho (fase orgânica). A região de microemulsão (Winsor IV), foi escolhida para compor a formulação do fluido de perfuração. Uma metodologia de titulação volumétrica foi utilizada para obter áreas Winsor IV [10]. Inicialmente foi determinado o ponto máximo de solubilidade do tensoativo na fase aquosa. Em frasco de vidro, o tensoativo foi titulado gota a gota com a fase aquosa até atingir a transição do aspecto turvo para límpido ou vice-versa. O frasco foi pesado e a quantidade de solução aquosa adicionada ao sistema foi determinada. Este ponto foi denominado ponto final da titulação. Nove misturas de fase orgânica-tensoativo (10 a 90% em peso) e nove de fase aquosa - fase orgânica (10 a 90% em peso) foram tituladas com esta solução. O ponto final da titulação foi determinado pelo aparecimento de duas fases. Os frascos contendo os sistemas foram pesados e a quantidade de titulante determinada. O diagrama de fases ternárias foi obtido traçando as quantidades (% em peso) de fase aquosa, fase orgânica e tensoativo usadas em cada experimento [11].

2.3.2 Cálculo da área da região microemulsionada

Para a determinação da área da região microemulsionada é preciso efetuar o cálculo integral da curva que delimita a região de miscibilidade, visto que a região não possui forma geométrica definida. O primeiro passo é transformar o diagrama ternário em um diagrama retangular. Por meio de regressão linear obtém-se a equação que representa a curva - $f(x)$. Os limites de integração são as concentrações da fase orgânica, como apresentado na Figura 1. A subtração da área do triângulo da área da sob a curva equivale à região microemulsionada (Equação 1) [12].

$$S = S_{\text{triângulo}} - \int_a^b f(x)dx \quad (1)$$

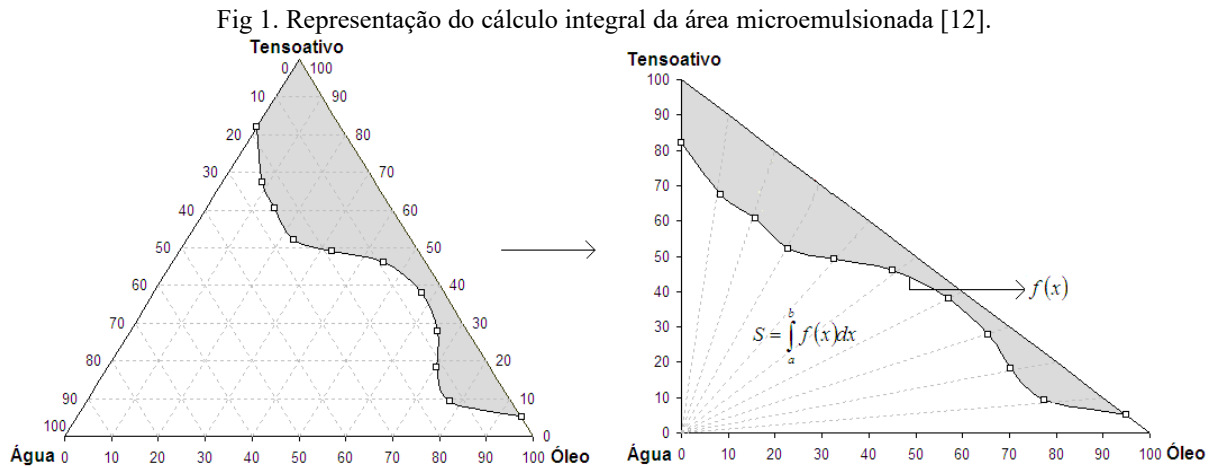


Sendo:

S: área da região microemulsionada,

$S_{\text{triângulo}}$: área do triângulo retângulo;

$f(x)$: função que descreve a isoterma de solubilidade.



2.3.3 Preparo do fluido de perfuração

Os compostos listados na Tabela 1 foram sucessivamente adicionados ao copo de metal e misturados com o auxílio do agitador mecânico Hamilton Beach, em rotação constante de 16.000 rpm para o fluido catiônico (FC) e 18.000 rpm para o fluido bentonítico (FB). A adição foi feita em 5 e 20 minutos de agitação para cada adição de componentes, na ordem apresentada na Tabela 3. Após a preparação do fluido, este foi mantido em repouso durante 24h e, em seguida, os parâmetros reológicos foram medidos [13]. As formulações estudadas estão descritas na Tabela 3.

Tabela 3. Dados da formulação do fluido. (Autoria própria)

	Água (mL)	Glicerol (mL)	NaCl (g)	TWN 80 (mL)	OP (mL)	Bentonita (g)	CMC (g)	HPA (g)
Fluido 1	490	0	50	5	5	35	1,8	2,85
Fluido 2	294	196	50	5	5	35	1,8	2,85

2.3.4 Ensaios reológicos

As medidas reológicas dos fluidos de perfuração foram realizadas no viscosímetro Fann V. G. Metter Modelo 35A, equipado com cilindros coaxiais, à temperatura ambiente. A viscosidade foi medida usando os valores obtidos do equipamento para taxas de cisalhamento (1021,8; 510,9; 340,6; 170,3; 10,2 e $5,1s^{-1}$, respectivamente), de acordo com o padrão API RP 13 B1. A partir das leituras realizadas no viscosímetro, foi possível construir as curvas de fluxo. Os valores de η e $\dot{\gamma}$, foram obtidos através das equações (1) e (2).



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

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

Sendo: τ a tensão de cisalhamento (Pa), $\dot{\gamma}$ a taxa de cisalhamento (s^{-1}), N o número de rotações por minuto, θ a deflexão (grau).

O estudo reológico dos fluidos de perfuração foi realizado após repouso de 24 h. O fluido foi agitado durante 5 min no mesmo agitador mecânico a 17.000 rpm. Após a agitação, o fluido foi transferido para o recipiente do viscosímetro Fann 35 A. Seis leituras de torque foram realizadas a taxas de cisalhamento variando de 5,1 a 1022 s^{-1} . O viscosímetro foi acionado a 600 rpm durante 2 min e efetuada a leitura. Logo após, a velocidade foi mudada para 300 rpm, efetuando a leitura após 15 s. Novamente, mudamos a velocidade para 200 rpm e esperamos estabilizar para efetuar a leitura. O mesmo procedimento foi utilizado para as velocidades de 100 rpm, 6 rpm e 3 rpm. Para obtenção da força gel inicial, o fluido durante 15 s foi mantido no viscosímetro Fann a 600 rpm e, em seguida, permaneceu em repouso durante 10 s. Logo após, colocamos o agitador na velocidade de 3 rpm, efetuando-se a leitura. A seguir, para a obtenção da força gel final, o fluido foi deixado em repouso durante 10 min e, logo após, efetuada a leitura na velocidade de 3 rpm. Com os dados das leituras obtidas no viscosímetro, calculamos a viscosidade aparente (VA), a viscosidade plástica (VP) e o limite de escoamento (LE) segundo a norma N-2605, utilizando as equações 3, 4 e 5 [2].

$$VA = \frac{(L_{600})}{2} \quad (3)$$

$$VP = L_{600} - L_{300} \quad (4)$$

$$LE = L_{300} - VP \quad (5)$$

Sendo: viscosidade aparente (cP), viscosidade plástica (cP), limite de escoamento (N/m^2) (Al-Yasiria, et al., 2019).

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

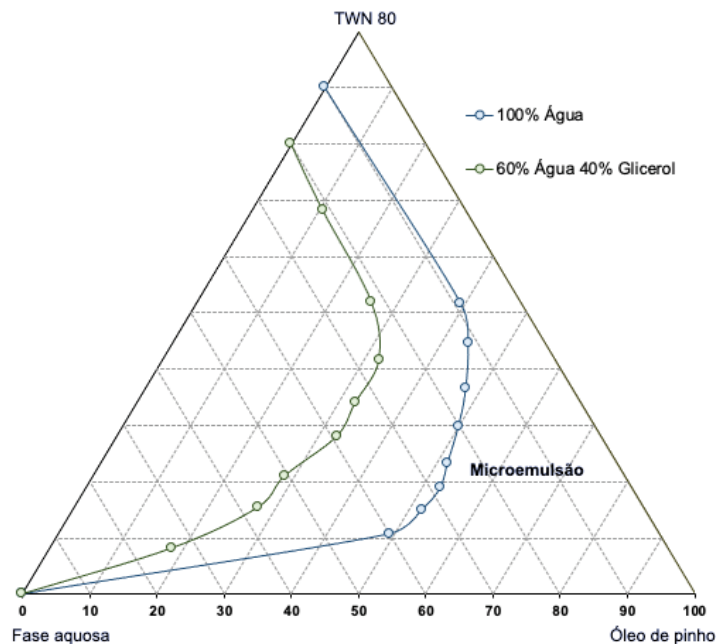
3.1 DIAGRAMAS DE FASES

A Figura 2 mostra o diagrama de fases ternário obtido. A região de microemulsão é localizada abaixo da isoterma de solubilidade, e, dentro da região, a composição escolhida para a formulação do fluido de perfuração foi 1% de tensoativo, 1% de óleo de pinho e 98% de fase aquosa. Embora a região da microemulsão represente uma área maior, uma composição foi especialmente selecionada para reduzir os custos do fluido de perfuração, reduzindo as proporções de óleo e tensoativo e aumentando



a proporção da fase aquosa. A diferença observada nas regiões de microemulsão (Winsor IV) do tensoativo no TWN 80 pode ser explicada pelo equilíbrio hidrofílico-lipofílico (BHL).

Fig 2. Diagrama ternário para o sistema: TWN 80, óleo de pinho e a fase aquosa, a 28 °C. (Autoria própria)



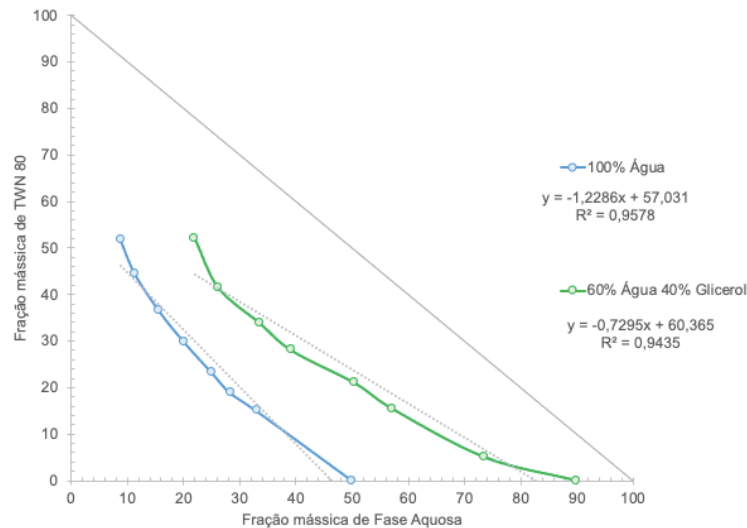
Com base na pesquisa de [14], o BHL é um número que expressa a relação entre o grupo hidrofílico (afinidade com água) e o grupo hidrofóbico (afinidade com óleo). Estes valores são expressos numa escala de 0-20, indicando que baixos valores dessa escala levam a maior solubilidade na fase aquosa. O TWN 80 é um tensoativo não iônico e tem como principal grupo hidrofílico os poliéteres, apresentando assim alta solubilidade na fase aquosa, implicando um BHL igual a 15,0 [14]. Com isso, é observado que a glicerol, sendo um tri-álcool orgânico alifático que apresenta alta afinidade com água, é responsável por uma melhor estabilização da microemulsão em tensoativos com alto BHL, enquanto apresenta um papel inverso com tensoativos de baixo BHL [11].

3.2 CÁLCULO DA ÁREA DA REGIÃO MICROEMULSIONADA

Objetivando a produção de um fluido de perfuração que utilize microemulsão com baixa concentração de tensoativo como fase dispersante, foram realizados cálculos para determinação da área microemulsionada do diagrama. Com base a isso, foi determinado um intervalo de 0 a 20% de tensoativo.



Fig. 3. Diagramas retangulares para determinação da área microemulsionada do sistema: TWN 80; óleo de pinho e a fase aquosa. (Autoria própria)



Para determinação da área microemulsionada os diagramas ternários foram convertidos em diagramas retangulares e, por meio de uma regressão linear, foram determinadas as equações que representam as linhas limites que indicam a mudança de fase. A diferença entre a área da hipotenusa e a curva corresponde a região microemulsionada. A Figura 3 apresenta o diagrama retangular e suas respectivas equações de retas referentes aos sistemas de estudados.

Desta forma, é possível avaliar qual combinação de tensoativo e fase aquosa apresenta maior área de microemulsão A/O. Os cálculos integrais para determinação dessa área são destacados na Tabela 3 com seus respectivos sistemas.

Tab 4. Área da região microemulsionada, a 28 °C, utilizando como limite de integração 0 % a 20 % em tensoativo. (Autoria própria).

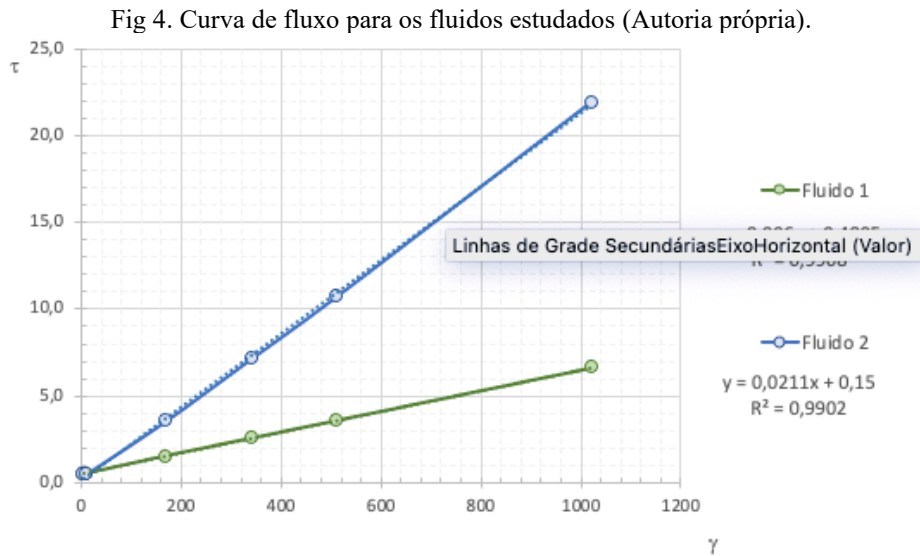
Fase aquosa	Área de região microemulsionada (unidade de área)
Proporção	TWN 80
100% Água destilada	738,6
60% Água destilada-40%Glicerol	905,1

Como observado, o sistema que apresenta maior região de microemulsão é o sistema composto por TWN 80 na presença da fase aquosa com glicerol e óleo de pinho destacando que um tensoativo com alto BHL apresenta uma maior tendência a formar microemulsão. A presença do glicerol contribui significativamente no aumento da área microemulsionada visto que este possui a característica de ser solúvel em água favorecendo a solubilidade e estabilidade da mistura.



3.3 ANÁLISE REOLÓGICA

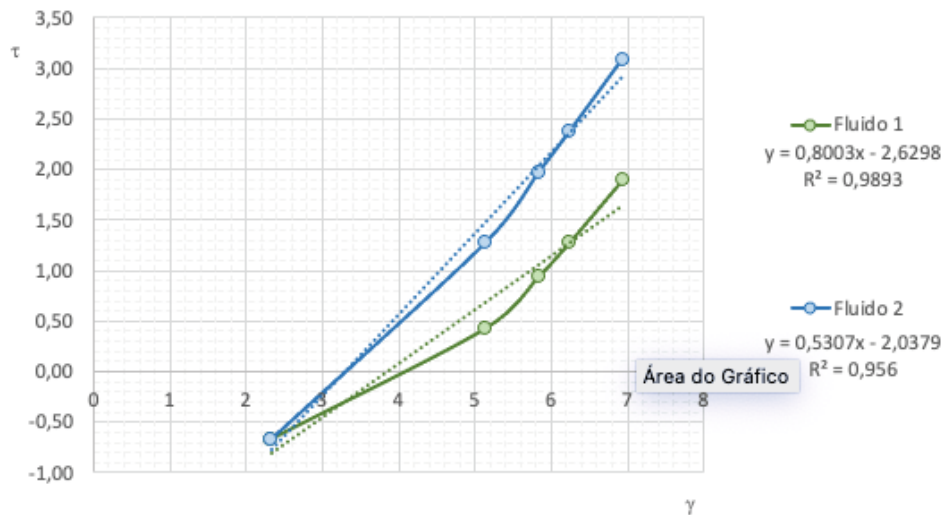
A partir das leituras de 6 velocidades obtidas com o viscosímetro foi possível traçar a curva de fluxo dos fluidos estudados. A Tabela 5 apresenta os resultados: coeficiente de determinação, R^2 , índice de comportamento de fluxo, n (adimensional) e índice de consistência, k (cP). A Figura 4 mostra um aumento na tensão de cisalhamento em uma taxa de cisalhamento mais alta para fluido com glicerol na fase aquosa. Este fato pode ser devido a presença do glicerol, pois influencia diretamente o comportamento reológico dos fluidos de perfuração.



A Tabela 5 apresenta os parâmetros reológicos para os fluidos formulados. O índice de comportamento foi por meio de regressão linear (Figura 5). De acordo com os resultados, os fluidos foram classificados como pseudoplásticos pois apresentam $0 < n < 1$. Isso se dá pelas características físicas e interações das partículas. Os índices de consistência (k) dos fluidos formulados com água (Fluido 1) e a mistura água/glicerol (Fluido 2) foram próximos, indicando que ambos possuem características semelhantes a resistência ao escoamento.



Fig 5. Linearização da curva de fluxo dos fluidos estudados (Autoria própria).



É possível observar comportamento pseudoplástico não-newtoniano com limite de escoamento inicial nos fluidos, que melhor se adapta ao modelo Bingham. Embora alguns pesquisadores afirmem que o modelo plástico de Bingham é insuficiente para explicar o comportamento reológico dos fluidos [15], é um modelo mais simples que pode estimar alguns parâmetros do comportamento do fluido com precisão próxima a outros modelos mais complexos [15].

Tab 5. Parâmetros reológicos e parâmetros do modelo plástico de Bingham e do modelo de Herschell-Buckley. (Autoria própria)

Fluido	VA (cP)	VP (cP)	Bingham		Herschell-Buckley	
			n	R ²	n	R ²
Fluido 1	6,5	6	0,006	0,9908	0,800	0,989
Fluido 2	21,5	22	0,0211	0,9902	0,531	0,956

4 CONCLUSÕES

Diante dos sistemas ternários estudados e das curvas de isotermas de solubilidade representados nos diagramas ternário, foi possível inferir que todos os sistemas foram capazes de formar microemulsão A/O. Sendo assim, o estudo das áreas microemulsionadas dos sistemas visa escolher o sistema que apresenta maior região de microemulsão A/O. Dentre os sistemas estudados, todos apresentaram área de microemulsão, contudo o sistema Água:Glicerol(40%)/TWN 80/Óleo de pinho o que apresentou maior área para uma faixa de 0 a 20% de tensoativo. Sendo possível sua aplicação destes como formulação para fluidos de perfuração de base microemulsionada. Os ensaios reológicos mostraram que os fluidos formulados apresentam comportamento não Newtoniano, do tipo pseudoplástico. Este tipo de fluido é caracterizado por reduzir a sua viscosidade quando submetido a uma alta taxa de cisalhamento, e aumentar a sua viscosidade quando em repouso (adquire a forma gel). Ao diminuir a sua viscosidade, melhora o seu escoamento através da coluna, por meio do aumento da vazão e redução da perda de carga. O fluido de perfuração, em sua forma mais viscosa, é responsável



por manter os cascalhos suspensos no poço, evitando assim a prisão da coluna de perfuração ou da broca por acunhamento, provocado pela sedimentação destes sobre a broca.



REFERÊNCIAS

- SALEH, T. A. Advanced trends of shale inhibitors for enhanced properties of water-based drilling fluid. *Upstream Oil and Gas Technology*, v. 8, 2022.
- SIDDIG, O.; MAHMOUD, A. A.; ELKATATNY, S. A review of different approaches for water-based drilling fluid filter cake removal. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 192, 2020.
- RABIA, H., 2001. *Well Engineering and Construction*. Entrac Consulting, ISBN 0954108701, pp. 197–234 (chapter 7).
- MUHAMMED, N.S.; OLAYIWOLA, T.; ELKATATNY, S. A review on clay chemistry, characterization and shale inhibitors for water-based drilling fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 206, 2021.
- QUINTERO, L; CLARK, D.E; JONES, T. A; SALAGER, J; FORGIARINI, A. 2012. In Situ Fluid Formation for Cleaning Oil-Or Synthetic-Oil-Based Mud. WO2008045734A2.
- CURBELO, F. D. S., GARNICA, A. I. C., SOUSA, R. P. F., QUEIROZ, I. X., ARAUJO & E. A. (2017). Composição de um lubrificante biodegradável a base de microemulsão para aplicação em fluidos de perfuração. Patente do Instituto Nacional da Propriedade Industrial No. BR1020170015980.
- LEAL, G.L.R.; GARNICA, A.I.C.; SILVA, R. R.; VIANA, L R.; C. BEZERRA JÚNIOR, A. C.; FREITAS, J. C. O.; CURBELO, F.D.S. Formulation of novel ecofriendly microemulsion-based drilling fluids for improving rheological and filtration characteristics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 215, 2022.
- K. SONG, Q. WU, M. LI, S. REN, L. DONG, X. ZHANG, T. LEI, Y. KOJIMA, Water-based bentonite drilling fluids modified by novel biopolymer for minimizing fluid loss and formation damage, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, v. 507, 2016.
- RAGAB, A.M.S.; NOAH, A. Reduction of Formation Damage and Fluid Loss using Nano-sized Silica Drilling Fluids. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, v. 2, 2014.
- DANTAS, Y T.N.C.; NASCIMENTO, Í.F.; DANTAS NETO, A.A.; MOURA, M.C.P.A.; MARANHÃO, T.A. Produced water treatment by microemulsions: one-step process for simultaneous removal of metals. *Deswater*, v. 111, 2018.
- NÓBREGA, G. A. S.; SALES, A. M. P.; OLIVEIRA, C. R. F.; FOLLONE, I. C.; MACEDO, R. G. M. A.; GOMES, D. A. A. Formulação de um novo sistema microemulsionado com tensoativo não iônico para aplicação em fluido de perfuração. DOI: 10.36229/978-65-5866-319-5.CAP.03. Editora Poisson, v. 2023.
- NÓBREGA, G. A. S. Estudo de uma coluna de absorção recheada para desidratação do gás natural utilizando microemulsão como absorvente. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química – Natal, 2007.
- AL-YASIRIA, M.; AWADA, A., PERVAIZA; S., WEN, D. Influence of silica nanoparticles on the functionality of water-based drilling fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 179, 2019.
- CONDE, A.L. *Surfactant and their applications in leathres*. Oxiteno, 2003.



SOUSA, R.P.F.; BRAGA, G.S.; SILVA, R.R.; LEAL, G.L.R.; FREITAS, J.C.O.; MADERA, V.S.; GARNICA, A.I.C.; CURBELO, F.D.S. Formulation and study of an environmentally friendly microemulsion-based drilling fluid (o/w) with pine oil. *Energies*, v. 14, 2021.

MALGARESA, G. V.C.; VAZ JR, A. S. L.; CORREA, C. C.; CRUZA, G.F.; LOMBA, R. F. T.; WALDMANN, A. A new crude glycerin-based drilling fluid. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 160, 2018.