



INVESTIGAÇÃO DAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO BASE ÁGUA USANDO ADITIVOS E TENSOATIVO.

**Anderson M. P. Sales¹, Camila R.F. Oliveira¹, Ingrid C. Follone¹, Diego A. A. Gomes²,
Geraldine A. S. Nóbrega¹**

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA), ²Instituto Federal do Rio Grande do Norte (IFRN).

RESUMO

Fluidos de perfuração de base de microemulsão favorecem uma maior estabilidade do poço comparado com fluidos formulados a partir de emulsões, com isso, foram elaborados quatro fluidos de perfuração com diferentes formulações de água, tensoativo e fase orgânica. Suas propriedades reológicas foram avaliadas e todas as formulações apresentaram comportamento pseudoplásticos. Essa característica é muito importante para fluidos de perfuração, pois fluidos pseudoplásticos apresentam redução na viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento, facilitando assim o escoamento durante a perfuração.

Palavras-chave: fluido de perfuração; parâmetros reológicos; tensoativo.

INTRODUÇÃO

Fluidos de perfuração são misturas de aditivos sólidos presentes como fases descontínuas espalhadas em uma fase líquida contínua (Saleh, 2022). 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 (Siddig et al., 2020), 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. Muitos aditivos para fluidos de perfuração têm sido usados para alterar a densidade e suas propriedades químicas para melhorar a funcionalidade (Muhammed, et al., 2021). 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. Quintero et al., (2009) e Curbelo et. al, (2017) 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 Curbelo et al. (2017), 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. 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.

METODOLOGIA

Os materiais utilizados para formulação dos fluidos foram: cloreto de sódio (NaCl), TWN 80 (OXITENO), óleo de pinho (OP)(Casa dos Químicos), bentonita ativada, carboximetilcelulose (CMC), amido HP (HPA). A composição é descrita na Tabela 1.

Tabela 1. Dados da formulação do fluido. (Autoria própria)

	Água (mL)	NaCl (g)	TWN 80 (mL)	OP(mL)	Bentonita (g)	CMC (g)	HPA (g)
Fluido 1	490	-	5	5	35	1,8	2,85
Fluido 2	490	50	5	5	35	1,8	2,85
Fluido 3	495	50	5	-	35	1,8	2,85
Fluido 4	495	50	-	5	35	1,8	2,85

Os métodos e equipamentos utilizados para a determinação da formulação e caracterização do fluido de perfuração são apresentados na Tabela 2.

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

	Aparelho	Faixa	Fabricante/modelo
Pesagem	Balança analítica	0,01-220g	SHI-AUW 220D
Mistura	Agitador mecânico	1/3 Hp	Hamilton Beach/HMD200
Viscosidade	Reômetro	115V,60Hz,90W	Fann V. G. Metter/35A
Taxa e tensão de cisalhamento			

Foram efetuadas as medidas conforme as normas API 13B-1 2017 e API 13B-2 2014 de viscosidade utilizado para medir a viscosidade aparente (VA) e plástica (VP), o limite de escoamento (LE), medidas de gel inicial (G0) e gel final (GF) dos fluidos. As leituras foram efetuadas à temperatura ambiente, 29°C, para as seguintes velocidades rotacionais 600, 300, 200, 100, 6 e 3 rpm, permanecendo o fluido em agitação por 1 min para ser feita a leitura da deflexão. A partir das leituras das deflexões, θ , pôde-se calcular as tensões de cisalhamento, τ (N/m²), com suas respectivas

velocidades de rotação, N (rpm), convertidas para taxa de cisalhamento $\dot{\gamma}$ (s^{-1}).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 1 apresenta os gráficos da curva de fluxo linearizada ($\ln \tau$ versus $\ln \dot{\gamma}$) para os fluidos formulados, com a qual é possível determinar os valores do índice de comportamento (n), apresentados na Tabela 3.

Figura 1. Linearização da curva de fluxo dos fluidos. (Autoria própria)

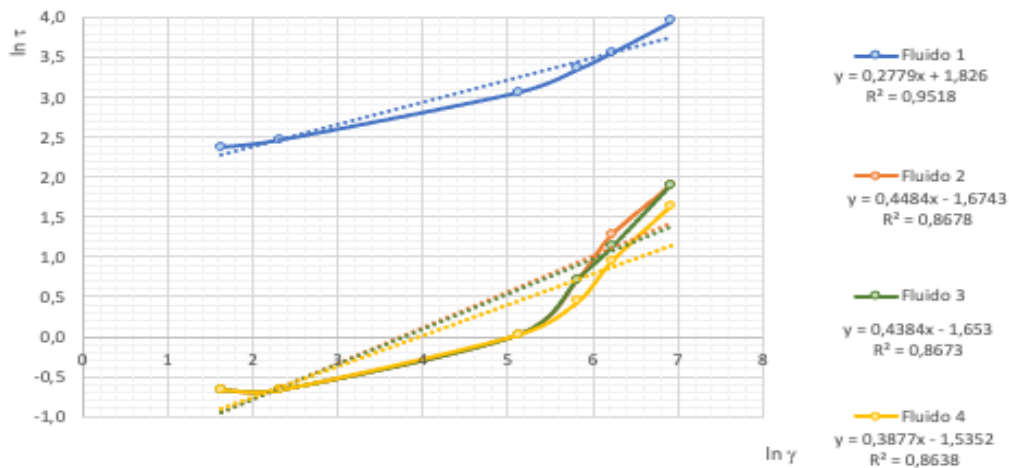


Tabela 3. Parâmetros do modelo de potência dos fluidos. (Autoria própria)

	n	R^2		n	R^2
Fluido 1	0,28	0,9518	Fluido 3	0,44	0,8673
Fluido 2	0,45	0,8678	Fluido 4	0,39	0,8638

Os valores de n encontrados evidenciam a pseudoplasticidade dos fluidos, apresentando alta viscosidade quando estão em repouso, mas quando submetidos a alta taxa de cisalhamento, sofrem uma perda de viscosidade, sendo um comportamento desejado para a operação de perfuração. Em resultado da reologia dos fluidos foram determinados os valores de G_0 , G_F , VA , VP e LE , mensurados na Tabela 4.

Tabela 4. Resultados do estudo de reologia dos fluidos. (Autoria própria)

	Fluido 1	Fluido 2	Fluido 3	Fluido 4
G_0 (N/m ²)	30	1	1	1
G_F (N/m ²)	53	1	1	1

VA (cP)	51	6,5	6,5	5
VP (cP)	33	6	7	5
LE (N/m ²)	36	1	-1	0

O fluido 1 apresenta maior resistência interna devido aos maiores valores de VP e VA, requer maior energia para iniciar seu escoamento devido ao maior valor de LE. Tal comportamento pode ser associado a ausência do NaCl na sua formulação.

CONCLUSÃO

Os fluidos desenvolvidos apresentaram comportamento pseudoplástico, o mais adequado durante a perfuração de um poço. O fluido 1 apresentou valores maiores de viscosidade aparente, viscosidade plástica e limite de escoamento, necessitando de maior energia para iniciar seu movimento.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à gestão da Universidade de Ufersa e IFRN Campus Mossoró, por fornecer ambiente propício à realização desta pesquisa e a ANP, representada pelo PRH 55.1, pelo suporte financeiro deste trabalho.

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. 19, 2020.
- 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.
- 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.
- Quintero, L., Jones, T. A., Clark, D. E. & Schwertner, D. (2009). Cases History Studies of Production Enhancement in Cased Hole Wells Using Microemulsion Fluids. *Society of Petroleum Engineers. SPE*, 121926.