

Formulação de fluidos aquosos para a perfuração de poços onshore

Aqueous fluid formulation for onshore well drilling

DOI:10.34117/bjdv8n1-181

Recebimento dos originais: 07/12/2021 Aceitação para publicação: 12/01/2022

Geraldine Angélica Silva da Nóbrega

Doutora em Engenharia Química pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte Universidade Federal Rural do Semi Árido Avenida Francisco Mota, 572, Costa e Silva, Mossoró, RN, CEP: 59.625-900 E-mail: geraldinenobrega@ufersa.edu.br

Diego Ângelo de Araújo Gomes

Doutor em Engenharia Química pela Universidade Federal da Bahia Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte, Campus Mossoró Rua Raimundo Firmino de Oliveira, 400, Ulrick Graff, Mossoró, RN, CEP: 59.628-330 E-mail: diego.gomes@ifrn.edu.br

Vitória Lorena Ferreira da Silva

Engenheira de Produção pela Universidade Federal Rural do Semi Árido Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte, Campus Mossoró. Rua Raimundo Firmino de Oliveira, 400, Ulrick Graff, Mossoró, RN, CEP: 59.628-330 E-mail: vitoria.vlfs@gmail.com

RESUMO

Devido aos grandes desafios encontrados na perfuração de poços e a preocupação cada vez maior com o meio ambiente, é necessário desenvolver fluidos de perfuração com propriedades adequadas, capacidade de atender todas as exigências da perfuração, de menor impacto ambiental possível. O impacto do fluido ao meio ambiente está diretamente relacionado à sua base, se é óleo, água ou ar. Este trabalho teve como principal objetivo desenvolver fluidos aquosos com baixo teor de sólidos e propriedades reológicas adequadas à perfuração de poços de petróleo onshore. Os fluidos elaborados foram compostos de bentonita industrializada, e alguns aditivos. As curvas de fluxo de ambos os fluidos, apresentaram um perfil característico do modelo de Ostwald de Waale, 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: Fluidos de perfuração aquosos, Reologia, Bentonita, Modelo de Ostwald de Waale.



ABSTRACT

Due to the major challenges encountered in drilling wells and the growing concern for the environment, it is necessary to develop drilling fluids with adequate properties, ability to meet all drilling requirements, with the lowest possible environmental impact. The impact of the fluid on the environment is directly related to its base, whether it is oil, water or air. The main objective of this work was to develop aqueous fluids with low solids content and rheological properties for drilling onshore. The fluids were composed of industrialized bentonite, and some additives. The flow curves of both fluids presented a characteristic profile of the Ostwald de Waale model, corresponding to a fluid with pseudoplastic behavior. This characteristic is very important for drilling fluids, since pseudoplastic fluids show a reduction in viscosity with increased flow (shear rate), thus facilitating flow during drilling.

Keywords: Aqueous Drilling Fluids, Rheology, Bentonite, Ostwald de Waale Model.

1 INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração são geralmente definidos como composições frequentemente líquidas, destinadas a auxiliar o processo de perfuração de poços de petróleo (Nascimento; Amorim; Santana, 2010). Eles desempenham um papel crucial nas operações de perfuração de poços de petróleo. Os fluidos de perfuração são categorizados em três tipos com base no fluido de base usado, ou seja, fluido de perfuração à base de água, à base de óleo e à base de gás (Mahmoud et al., 2019). Os fluidos de perfuração base água são preferíveis porque são mais baratos, ecológicos e capazes de mitigar problemas de controle de poco (Al-Khdheeawi & Mahdi, 2019). Nos dias atuais surge a necessidade de fluidos que além de obter as propriedades ideais para a perfuração, não degradam o meio ambiente, pois as exigências ambientais se tornam cada vez mais rigorosas. O fluido de perfuração base água típico contém água como fluido de base e outros aditivos para desempenhar funções críticas, como perlite para controlar a perda de filtração (Bageri et al., 2020). Os fluidos aquosos vão surgir como substitutos dos fluidos a base de óleo pois estes apesar de apresentam desempenho superior, são mais estáveis a altas pressões e temperaturas, porém são altamente tóxicos e de custo elevado. A maneira mais comum de avaliar e melhorar o desempenho dos fluidos de perfuração investigando suas propriedades reológicas, como viscosidade aparente e plástica. Os fluidos constituídos de água e argila bentonítica são indicados em perfurações simples e pouco profundas. A bentonita é utilizada em fluidos de perfuração para melhorar suas propriedades reológicas e minimizar o processo de filtração, formando uma baixa permeabilidade da torta (Câmara, et al. 2021). Outro componente importante na



composição do fluido de perfuração é carboximetilcelulose (CMC). Este é um polissacarídeo amplamente aplicado nas indústrias biomédica, alimentícia e de petróleo, principalmente porque é biodegradável, não tóxico e barato. Além disso, o CMC contém grupos carboxila ionizáveis, que podem estar na forma de carboxilatos, dependendo do pH do meio. Após a ionização, o volume hidrodinâmico aumenta e interage com os sólidos dispersos no sistema, como argilas, aumentando assim a viscosidade da solução (Yang & Zhu, 2007). O CMC é comumente usado em fluidos de perfuração, mas sua interação com sais no meio aquoso meio pode filtrar as cargas iônicas deste polímero, reduzindo sua viscosidade e controle de filtração. Assim como o CMC, a goma xantana (XG) (Tabzar e Arabloo, 2015) e o amido (Ziaee et al., 2015) tem sido usados como estabilizadores para preparar fluido de perfuração com sucesso. A XG é um polissacarídeo degradável natural produzido por fermentação bacteriana. Uma tarefa essencial para garantir uma operação de perfuração segura é projetar um fluido de perfuração eficiente e ter o monitoramento continuo das viscosidades aparente e plástica. Convencionalmente, as viscosidades aparentes e plásticas podem ser determinadas usando o modelo reológico matemático de Bingham Plastic gerado a partir da leitura de um reómetro. Este trabalho tem como principal objetivo desenvolver fluidos aquosos com baixo teor de sólidos e propriedades reológicas adequadas à perfuração de poços de petróleo onshore.

2 MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 MATERIAIS

Hidróxido de magnésio (MgOH), Amido HP (AHP), inibidor catiônico, Triazina (C₃H₃N₃), Calcita (CaCO₃), Barita (BaSO₄), Carboximetilcelulose (CMC) e Goma de xantana (GX), foram cedidos pela Petrobras Ltda. Cloreto de sódio (NaCl) foi fornecido pela Êxodo Científica.

2.2 MÉTODOS ANALÍTICOS

Os métodos e equipamentos utilizados para determinar a formulação e caracterização do fluido de perfuração são apresentados na Tabela 1.



Parâmetro	Aparelho	Faixa	Fabricante/modelo
Pesagem	Balança analítica	0,01-220g	Marte/AY220
Mistura	Agitador mecânico	1/3 Hp	Hamilton Beach/HMD 200
Viscosidade Taxa e tensão de cisalhamento	Reômetro	115V,60Hz,90W	Fann V. G. Metter/35A

Tabela 1. Métodos analíticos e equipamentos utilizados no estudo. (Autoria própria)

2.3 MÉTODOS EXPERIMENTAIS

Preparo do fluido de perfuração

Os compostos listados na Tabela 2 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 2. Após a preparação do fluido, este foi mantido em repouso durante 24h e, em seguida, os parâmetros reológicos foram medidos.

Tabela 2. Dados da formulação dos fluidos (Autoria própria).

Ordem	Aditivo	Formulaçã	0
	(g/L)	FC	FB
1	Água	350 mL	500mL
2	XG	1,5	1,5
3	Bentonita	-	5
4	CMC	3	3
5	AHP	2	3
6	NaCl	1	1
7	MgO	62,535mg/l	de NaCl
8	Inibidor	8	8
9	C ₃ H ₃ N ₃	0,5	0,5
10	CaCO₃	30	30
11	BaSO ₄	10	10

2.4 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, o gráfico Tensão de cisalhamento versus Taxa de cisalhamento foi plotado para obtenção das curvas de fluxo. Os valores de $\tau e \gamma$, foram obtidos através das equações (1) e (2).

$$\tau = 0.51 \cdot \theta \tag{1}$$

$$\gamma = 1,703 \cdot N \tag{2}$$

Sendo: τ a tensão de cisalhamento (Pa), γ 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.

Viscosidade aparente (VA):

$$VA = \frac{(L_{600})}{2} [cP] \tag{3}$$

Viscosidade plástica (VP):

$$VP = L_{600} - L_{300} \ [cP] \tag{4}$$

Limite de escoamento (*LE*):

$$LE = L_{300} - VP \ [N/m^2 \tag{5}$$

2.5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 1 apresenta a curva de fluxo do fluido catiônico. O perfil da curva é característico do modelo de Ostwald de Waale ou fluido de potência (Equação 6), correspondente a um fluido com comportamento pseudoplástico. Os parâmetros reológicos do fluido de potência são o índice de consistência (K) e índice de



comportamento ou de fluxo (n). A Figura 2 apresenta o gráfico da curva de fluxo linearizada (ln τ versus ln γ).

$$\tau = K * \gamma^n \tag{6}$$

$$\ln \tau = \ln K + n * \ln \gamma$$

Tabela 3. Dados obtidos no viscosímetro para o fluido catiônico. (Autoria própria)

N (rpm)	γ	ln γ	θ (grau)	τ	In $ au$
3,00	5,11	1,63	3,00	1,53	0,43
6,00	10,22	2,32	4,00	2,04	0,71
100,00	170,30	5,14	20,00	10,20	2,32
200,00	340,60	5,83	30,00	15,30	2,73
300,00	510,90	6,24	39,00	19,89	2,99
600,00	1021,80	6,93	61,00	31,11	3,44

Figura 1. Curva de fluxo do fluido catiônico. (Autoria própria)



Figura 2. Linearização da curva de fluxo do fluido catiônico. (Autoria própria)





(7)



N (rpm)	γ	In γ	θ (grau)	τ	ln τ
3	5,109	1,631004	2,5	1,275	0,242946
6	10,218	2,324151	2	1,02	0,019803
100	170,3	5,137562	5	2,55	0,936093
200	340,6	5,830709	7	3,57	1,272566
300	510,9	6,236174	8	4,08	1,406097
600	1021,8	6,929321	12	6,12	1,811562

Tabela 4. Dados obtidos no viscosímetro para o fluido bentonítico. (Autoria própria)

O mesmo procedimento foi realizado para o fluido aditivado com Bentonita. A Figura 3 apresenta a curva de fluxo, enquanto a Figura 4 mostra a curva de fluxo linearizada.



Figura 4. Linearização da curva de fluxo do fluido bentonítico. (Autoria própria)





Tabela 5. Parâmetros do modelo de	potência para os	dois fluidos de perfu	ação estudados.	(Autoria)	própria
-----------------------------------	------------------	-----------------------	-----------------	-----------	---------

	n	$\mathbf{K} (\mathbf{Pa} \cdot \mathbf{s}^{\mathbf{n}})$	R ²
FC	0,5696	0,604	0,9985
FB	0,2753	0,814	0,9407

Analisando os valores de *n* obtidos em FC e FB, pode-se concluir que ambos os fluidos, os valores de n variam entre 0 e 1, evidenciando a pseudoplasticidade desses fluidos. De acordo com a literatura, sabe-se que um fluido de comportamento pseudoplástico, 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. A característica de adquirir a forma gelificada é também de extrema importância para a perfuração de um poço, pois durante esse processo são necessárias várias conexões e manobras para manuseio da coluna de perfuração. 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.

As propriedades reológicas dos fluidos de perfuração formulados estão apresentadas na Tabela 6.

Fluidos	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m ²)	FG (N/m ²)
-7C	30,5	22	17	*
FB	6,75	4	5,5	3,5

a)

*Não analisado

Analisando os dados da Tabela 6, podemos perceber que o fluido FC apresenta os valores de viscosidade plástica, limite de escoamento e viscosidade aparente, bem maiores que os do fluido FB. Devido a sua viscosidade plástica e viscosidade aparente serem maiores que em FB, o fluido catiônico apresenta maior resistência interna a sua própria movimentação. O valor mais elevado de limite de escoamento significa que é necessário fornecer maior energia ao fluido FC para que ele inicie o seu escoamento, do que é preciso em FB.



3 CONCLUSÕES

As duas amostras formuladas se ajustaram ao modelo de potência de Ostwald de Walee, conforme resultados apresentados. 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 e também exibem aumento da viscosidade quando em repouso, o que faz com que ele mantenha os cascalhos suspensos durante a parada de circulação, evitando assim, que haja um aprisionamento da coluna. O fluido catiônico apresentou valores mais altos que os do fluido bentonítico para viscosidades plástica e aparente, bem como para o limite de escoamento, ou seja, é necessário transferir maior energia a FC para que ele inicie o seu escoamento.



REFERÊNCIAS

CÂMARA, P.C.F, MADRUGA, L.Y.C., MARQUES, N.N., BALABAN, R. C. Evaluation of polymer/bentonite synergy on the properties of aqueous drilling fluids for high-temperature and high-pressure oil wells. Journal of Molecular Liquids, 327 (2021) 114808.

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.

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. p 1-40.

MADRUGA, L.Y.C., CÂMARA, P.C.F, MARQUES, N.N., BALABAN, R. C. Effect of ionic strength on solution and drilling fluid properties of ionic polysaccharides: A comparative study between Nacarboxymethylcellulose and Na-kappa-carrageenan responses. Journal of Molecular Liquids, 266 (2018) Pages 870-879.

MAIRS, H., SMITH, J, MELTON, R., PASMORE, F., MARUCA, S. Efeitos Ambientais dos Cascalhos Associados a Fluidos Não Aquosos: Fundamentos Técnicos. Novembro 2000.

NASCIMENTO, R. C. A. M. AMORIM, L. V. SANTANA1, L. N. L. Desenvolvimento de fluídos aquosos com bentonita para perfuração de poços de petróleo onshore. Unidade acadêmica de Engenharia de materiais. UFCG. Cerâmica 56: 2010. P. 179-187.

TABZAR, A., ARABLOO, M., GHAZANFARI, M.H. Rheology, stability and filtration characteristics of Colloidal Gas Aphron fluids: role of surfactant and polymer type. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 26, 895–906. http://10.1016/j.jngse.2015.07.014, 2015.

THOMAS, Perfuração. In:Fundamentos de Engenharia do Petróleo. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2002. Pg 81-87.

MACHADO, J. C. V. Reologia e escoamento de fluidos: Ênfase na indústria do petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2002. 257 p. MAPEAMENTO DO CRESCIMENTO URBANO DA MICRORREGIÃO DE MOSSORO.

YANG, X.H., ZHU, W.L., Viscosity properties of sodium carboxymethylcellulose solutions, Cellulose. 14 (2007) 409–417. doi:10.1007/s10570-007-9137-9.

ZIAEE, H., ARABLOO, M., GHAZANFARI, M.H. Herschel-Bulkley theological parameters of lightweight colloidal gas aphron (CGA) based fluids. Chem. Eng. Res. Des. 93, 21–29. http://10.1016/j.cherd.2014.03.023. 2015.

MAHMOUD, H., HAMZA, A., NASSER, M.S., HUSSEIN, I.A., AHMED, R., KARAMI, H. Hole cleaning and drilling fluid sweeps in horizontal and deviated wells: comprehensive review, Journal of Petroleum Science and Engineering. (2019), 106748.

AL-KHDHEEAWI, E.A., MAHDI, D.S. Apparent viscosity prediction of water-based muds using empirical correlation and an artificial neural network, Energies 12 (2019) 3067.

BAGERI, B.S., ADEBAYO, A.R., AL JABERI, J., PATIL, S. Effect of perlite particles on the filtration properties of high-density barite weighted water-based drilling fluid, Powder Technology, 360 (2020) 1157–1166.