

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO REOLÓGICO DE FLUIDOS BENTONÍTICOS EM FUNÇÃO DA ALCALINIDADE DO MEIO

AUTORES:

Dayvid de Andrade Barbosa, Railson Carlos Souza da Luz, Rafael Trigueiro Domingos, Joaquim Hélder Saraiva Girão, Rosangela de Carvalho Balaban*

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, Instituto de Química, Laboratório de Pesquisa em Petróleo – LAPET, 59078-970, Natal/RN, *balaban@supercabo.com.br

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela a Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. 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 6ºPDPETRO.

AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO REOLÓGICO DE FLUIDOS BENTONÍTICOS EM FUNÇÃO DA ALCALINIDADE DO MEIO

ABSTRACT

In this work, the rheological properties of aqueous drilling fluids based on calcic bentonite clay were evaluated considering the alkalinity of medium. The fluids were prepared by addition of different alkalis (Na_2CO_3 , NaHCO_3 , NaOH , $\text{Ca}(\text{OH})_2$) and the final alkalinity determined by API 13B-1 E method. The applied method detected the presence of Na_2CO_3 , NaHCO_3 as contaminant in the pure clay fluid. The drilling fluids presented pseudoplastic behavior, with very large consistence index and very low flux index for the fluids containing Na_2CO_3 , NaHCO_3 . The results also showed the strong influence of the type of alkali on the flux behavior of clay suspensions.

1. INTRODUÇÃO

Dentre os diversos segmentos da indústria petrolífera, a exploração e extração do óleo vêm cada vez mais sofrendo grandes inovações. Isso se deve aos crescentes desafios da produção do petróleo a partir de jazidas de características petrofísicas cada vez mais complexas. No que diz respeito à perfuração, os fluidos aquosos e não aquosos empregados apresentam uma importância significativa no sucesso da operação. Os fluidos de perfuração são, de uma maneira geral, sistemas multifásicos, que podem conter água, material orgânico, sais dissolvidos e sólidos em suspensão em diversas proporções. Durante a perfuração de um poço, é essencial que o fluido de perfuração mantenha as suas propriedades e que cause o menor dano possível à formação rochosa (Hamed et al, 2009).

Os fluidos de perfuração são classificados em função do principal constituinte da fase contínua. Dessa forma, têm-se os fluidos aquosos, fluidos não aquosos e fluidos à base de ar, em que a fase contínua são água, compostos orgânicos hidrofóbicos diversos e ar/gases, respectivamente (Thomas, 2001). Os fluidos aquosos são utilizados na maioria das operações de perfuração em todo o mundo, por apresentarem custo relativamente baixo, menor impacto ambiental e propriedades físico-químicas necessárias para o sucesso da perfuração (Caenn e Chillinga, 1996).

Nesse trabalho foi investigado o efeito da alcalinidade sobre as propriedades reológicas de fluidos de perfuração convencionais, constituídos de misturas de água e argila bentonítica. Bentonita é o tipo de argila comercial mais empregado em fluidos aquosos com a finalidade aumentar a capacidade de limpeza do poço, reduzir as infiltrações nas formações permeáveis, formar uma membrana de baixa permeabilidade (reboco), promover a estabilidade do poço e evitar ou controlar a perda de circulação (Darley e Gray, 1988). Para que todas essas funções sejam cumpridas pelo fluido, alguns parâmetros do fluido precisam ser monitorados continuamente durante a operação, tais como alcalinidade, propriedades reológicas, volume de filtrado através de meio poroso, teor de cálcio e magnésio, peso, dentre outros. Os resultados apresentados nessa pesquisa mostram a grande influência do tipo de agente alcalinizante sobre as propriedades dos fluidos bentoníticos.

2. METODOLOGIA

Inicialmente, foram preparados 6 (seis) fluidos aquosos, como mostrado na Tabela 1. O primeiro fluido (F1), contendo apenas água e argila, funcionou como referência para a análise dos demais fluidos aditivados com álcalis. Os fluidos foram preparados pela mistura dos componentes em misturador Hamilton Beach, por 15 minutos. Em seguida, as propriedades reológicas foram determinadas através de um viscosímetro rotativo da FANN, modelo 35A, com combinação R1-B1 e mola de torção F1. O fluido foi colocado em um copo teste e as medidas foram feitas a 25 °C. As

leituras de deflexão foram realizadas nas rotações de 600, 300, 200, 100, 6 e 3 rpm. Posteriormente, foi retirado 1 ml de cada fluido para a determinação do teor de cálcio. Em seguida, o fluido foi submetido à filtração estática axial em filtro-prensa FANN, modelo 302 (baixa temperatura, baixa pressão). O filtrado do fluido obtido foi utilizado na determinação dos parâmetros de alcalinidade do fluido (Pf e Mf, alcalinidades do filtrado determinadas pelo uso da fenolftaleína e metilorange como indicador, respectivamente), em conformidade com o método adaptado do API 13B-1 E do manual da PETROBRAS.

Tabela 1: Fluidos bentoníticos preparados para análise

Aditivo (g)	Formulação					
	F1	F2	F3	F4	F5	F6
Água	441,6	441,6	441,6	441,6	441,6	441,6
Argila ativada	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
NaOH		0,65				
Na ₂ CO ₃					1,3	
NaHCO ₃						1,3
Ca(OH) ₂			0,65	1,3		

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Tabela 2 apresenta os resultados obtidos na determinação da alcalinidade dos fluidos estudados. Os testes de alcalinidade são utilizados para estimar as concentrações de hidroxila (OH⁻), carbonato (CO₃⁻²) e bicarbonato (HCO₃⁻) no fluido de perfuração. Alguns aditivos (especialmente os poliméricos, que podem atuar como afinantes, viscosificantes, controladores de filtrado e inibidores de argila) necessitam de uma alcalinidade do meio adequada para apresentarem o melhor desempenho possível. Por isso, se torna importante empregá-los em condições do meio de alcalinidade controlada e conhecida. Por outro lado, esses mesmos aditivos podem também interferir na determinação da alcalinidade, assim como os íons inorgânicos borato, silicato, sulfeto e fosfato.

O valor determinado para a alcalinidade representa todos os íons que reagiram com o ácido usado como titulante (H₂SO₄ 0,02 N) e, no caso de um fluido inicial convencional, constituído apenas por bentonita e hidróxido de sódio, a alcalinidade obtida pode indicar a presença de carbonatos e bicarbonatos como contaminantes dos fluidos.

Na Tabela 2, a partir dos valores de Pf, Mf e Pm, que correspondem aos volumes de ácido gastos para titular os álcalis presentes no filtrado e no fluido, quando são utilizados os indicadores fenolftaleína (Pf e Pm) e metilorange (Mf), é possível se estimar os álcalis e suas concentrações no meio, utilizando os procedimentos descritos originalmente na norma API 13B-1 E. Quando Pf=0, indica que o meio contém apenas HCO₃⁻; quando Pf < Mf/2, se considera que o meio contém HCO₃⁻ e CO₃⁻²; quando Pf = Mf/2, há apenas CO₃⁻² no meio; quando Pf > Mf/2, o meio contém OH⁻ e CO₃⁻²; Quando Pf = Mf, há apenas OH⁻ dissolvido no meio. Pelos resultados mostrados na Tabela 2, os

fluidos F1, F5 e F6 apresentaram $Pf < Mf/2$ e os fluidos F2, F3 e F4 apresentaram $Pf > Mf/2$. Esses resultados indicam que os fluidos F1, F5 e F6 apresentam os álcalis HCO_3^- e CO_3^{2-} , enquanto os fluidos F2, F3 e F4 contêm OH^- e CO_3^{2-} . As respectivas concentrações de cada álcali são também apresentadas na Tabela 2. Os fluidos F3 e F4 apresentam uma alcalinidade adicional, que foi atribuída ao $Ca(OH)_2$ não dissolvido no meio, ou seja, que se encontra disperso no fluido.

De acordo com a Tabela 1, nenhum álcali foi adicionado ao fluido F1, mas sim ao fluido F5 (Na_2CO_3) e ao fluido F6 ($NaHCO_3$). A detecção de HCO_3^- e CO_3^{2-} nesses três fluidos pode ser atribuída à presença desses produtos como contaminantes naturais da argila (F1) e à interconversão dos íons carbonato e bicarbonato em função do pH do meio (F5 e F6), como mostram as Equações 1 e 2. Para os fluidos F2, F3 e F4, detectou-se a presença de OH^- e CO_3^{2-} , mais especificamente, Na_2CO_3 e $NaOH$ para F2; Na_2CO_3 e $Ca(OH)_2$ para F3 e F4. Esses resultados estão de acordo com a Tabela 1, onde consta a adição dos álcalis $NaOH$ e $Ca(OH)_2$, e com a presença do Na_2CO_3 como contaminante natural da argila. A Tabela 2 também mostra que parte do $Ca(OH)_2$ adicionado aos fluidos F3 e F4 foi mantido em suspensão.

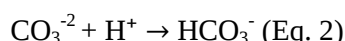


Tabela 2: Dados dos testes de alcalinidade

Formulação	Volume de ácido gasto na titulação (mL)				Concentração (g/L)				
	Pf ^a	Mf ^b	Pm ^c	Relação entre Pf e Mf/2	Na_2CO_3	$NaHCO_3$	$NaOH$	$Ca(OH)_2$	$Ca(OH)_2$ em suspensão no fluido
F1	0,14	0,72	5,76	$Pf < Mf/2$	0,30	0,73	-	-	-
F2	1,34	2,21	2,21	$Pf > Mf/2$	1,83	-	0,38	-	-
F3	0,62	0,96	1,63	$Pf > Mf/2$	0,71	-	-	0,21	0,75
F4	0,67	1,10	2,35	$Pf > Mf/2$	0,91	-	-	0,18	1,24
F5	0,91	3,84	1,63	$Pf < Mf/2$	1,93	3,39	-	-	-
F6	0,34	2,50	0,62	$Pf < Mf/2$	0,71	3,06	-	-	-

^a volume de ácido gasto na titulação do filtrado com fenolftaleína; ^b volume de ácido gasto na titulação do filtrado com metilorange; ^c volume de ácido gasto na titulação do fluido bentonítico com fenolftaleína.

A Figura 1 e a Tabela 3 apresentam os resultados das propriedades reológicas dos fluidos bentoníticos avaliados. Todos os fluidos apresentaram redução da viscosidade em função do aumento da taxa de cisalhamento, o que indica comportamento típico de fluidos não newtonianos, e seguiram o modelo de Ostwald de Waale (ou de Potência). Os fluidos F5 e F6 apresentaram os maiores valores para o índice de consistência (**K**) e os menores valores para o índice de comportamento (**n**). Isso indica que eles possuem grande resistência ao fluxo e comportamento pseudoplástico bastante acentuado (grande redução de viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento). Consultando a Tabela 2, pode-se observar que esses fluidos apresentaram as maiores concentrações de HCO_3^- e CO_3^{2-} , que são tidos como agentes flocculantes potentes. A flocculação ocorre pela blindagem parcial das cargas das partículas de argila, minimizando as repulsões eletrostáticas e maximizando as interações entre as partículas, o que propicia a agregação e aumento de viscosidade do fluido. Considerando o fluido F1

como referência, todos os demais fluidos aditivados com álcali apresentaram aumento de viscosidade, aumento de K e diminuição em n , ou seja, todos os álcalis foram capazes de flocular a argila. Comparando o efeito da adição de NaOH e $\text{Ca}(\text{OH})_2$, pode-se observar que esse último apresenta melhor capacidade de floculação, mas que é reduzida com o aumento de sua concentração no meio. O cátion Ca^{+2} , devido ao seu caráter bivalente, é capaz de interagir facilmente com sítios aniônicos de diferentes partículas de argila, favorecendo a agregação/floculação. Entretanto, o excesso de $\text{Ca}(\text{OH})_2$ pode blindar mais efetivamente as cargas, reduzindo a densidade de cargas na superfície da argila e, com isso, diminuindo a hidratação e, em consequência, a viscosidade.

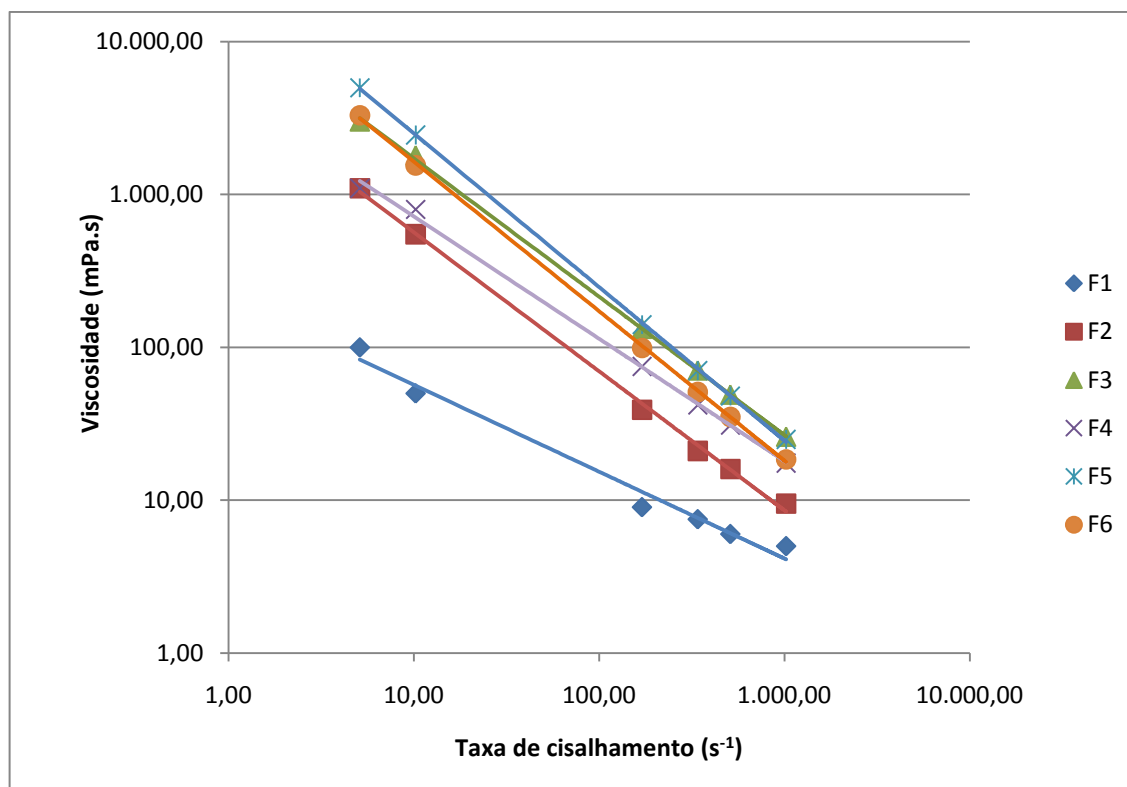


Figura 1: Viscosidade em função da taxa de cisalhamento para os fluidos bentoníticos

Tabela 3: Parâmetros reológicos dos fluidos bentoníticos estudados

Parâmetros da curva de viscosidade	Formulação					
	F1	F2	F3	F4	F5	F6
Equação da curva	$\mu = 209,52\dot{\gamma}^{-0,568}$ $R^2 = 0,982$	$\mu = 4578,8\dot{\gamma}^{-0,909}$ $R^2 = 0,9983$	$\mu = 13831\dot{\gamma}^{-0,905}$ $R^2 = 0,9996$	$\mu = 4516,6\dot{\gamma}^{-0,8}$ $R^2 = 0,9981$	$\mu = 25292\dot{\gamma}^{-1,005}$ $R^2 = 0,9999$	$\mu = 15526\dot{\gamma}^{-0,978}$ $R^2 = 0,9997$
n	0,432	0,091	0,095	0,2	-0,005	0,022
K (Pa.s ⁿ)	209,52	4.578,80	13.831,00	4.516,60	25.292,00	15.526,00

4. CONCLUSÃO

Os resultados apresentados neste trabalho evidenciam a sensibilidade dos fluidos bentoníticos à alcalinidade do meio. Os íons carbonato e bicarbonato contribuem muito para a floculação da

argila e, por isso, devem ser monitorados durante a operação e o seu efeito mitigado por tratamento ácido adequado, quando pertinente. Por outro lado, o Ca(OH)_2 sofre redução de sua capacidade de floculação com o aumento de sua concentração no fluido.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMORIM, L. Viana. **Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo**. 326 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia de Processos, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2003.

CAENN, R.; CHILLINGAR, G.V. **Drilling Fluids: State of the Art**. Journal of Petroleum Science and Engineering, 221-230, 1996.

DARLEY, H.C.H.; GRAY, G.R.. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. 15. ed., Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1988.

FÉLIX, T. de Freitas et al. **Desenvolvimento de Fluidos de Perfuração à Base de Água com Alta Capacidade de Inibição e Alta Lubricidade**. In: 4º PDPETRO, Campinas, 2007.

HAMED, S. B. BELHADRI, M. **Rheological Properties of Biopolymers Drilling Fluids**. Journal of Petroleum Science and Engineering, 84-90, 2009.

İŞÇİ, E. TURUTOĞLU, S. İ. **Stabilization of the mixture of bentonite and sepiolite as a water based drilling fluid**. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1-5, 2011.

MACHADO, J.C.V., **Reologia e Escoamento de Fluidos**, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2002.

THOMAS, J. E. **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.