

## ESTUDO DAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS DAS ARGILAS BENTONÍICAS MODIFICADAS COM ADIÇÃO POLIMÉRICA

J. S. Albuquerque<sup>1</sup>, C. E. Pereira<sup>1</sup>, G. E. Gomes<sup>2</sup>, B. V. de Sousa<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Campus Avenida Aprígio Veloso, Campina Grande – PB, jonassantana25@gmail.com

<sup>2</sup>Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia – IFCE

### RESUMO

*Os fluidos de perfuração são empregados para auxiliar as operações de perfuração de poços. São empregadas argilas bentoníticas na composição dos fluidos de perfuração com aditivos visando melhorar ou controlar suas propriedades reológicas e de filtração. Este trabalho tem como objetivo avaliar a influência da concentração dos aditivos poliméricos incorporados à argila bentonítica proveniente da cidade de Boa Vista-PB a fim de avaliar as propriedades reológicas, como também, a resistência ao escoamento e o volume de filtrado (VF) de fluidos de perfuração. Três diferentes concentrações dos aditivos poliméricos Carboximetilcelulose (CMC) foram adicionados à argila bentonítica. Após 24 horas da lama em repouso, a viscosidade aparente (VA) e plástica (VP) e a perda de água foram estabelecidas de acordo com a norma da Petrobras Método N-2605 (1998). Os resultados demonstram que a concentração do polímero utilizado na ativação da argila bentonítica influencia na interação bentonita/polímero.*

*Palavras-chave: Fluido de perfuração, argilas bentoníticas, aditivos poliméricos, reologia.*

### INTRODUÇÃO

Argilas bentoníticas

As principais argilas usadas com agente tixotrópicos para lama de perfuração de poços são do tipo montmorilonita sódica, principalmente constituinte da bentonita sódica. A mais conhecida é a de Wyoming, porém existem outras sendo usadas por causa do seu ótimo rendimento, dentre elas a bentonita brasileira que após passar por processos de ativação com carbonato de sódio ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) por via líquida ou sólida obtém propriedades extremamente significativas podendo chegar até superar as argilas americanas como a de Wyoming por apresentar maior viscosidade aparente e menor volume do filtrado <sup>(1)</sup>.

### Fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração, também chamados de lamas, podem ser conceituados como composições frequentemente líquidas destinadas a auxiliar o processo de perfuração de poços de petróleo, poços tubulares e operações de sondagem <sup>(2)</sup>. São indispensáveis durante as atividades de perfuração, pois desempenham uma série de funções essenciais tais como lubrificar e resfriar a broca e hastes de perfuração, transportarem para a superfície os detritos da perfuração, vedar as paredes do poço evitando a perda de água, manter a pressão adequada para evitar erupções e desmoronamento, não ser corrosiva, reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e a broca e manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso <sup>(3)</sup>.

Para que um fluido de perfuração possa ser caracterizado como um fluido adequado para estas atividades ele depende de algumas propriedades reológicas, ou seja, densidade, consistência de gel, viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP) e controle do volume do filtrado (VF) <sup>(4)</sup>. Para que essas características possam ser atendidas muitas vezes faz-se necessário a intervenção com alguns aditivos poliméricos quem em nossos estudos trataremos com carboximetilcelulose de alta viscosidade (CMC AV).

As argilas bentoníticas têm sido usadas há muitos anos como agentes dispersos na composição dos fluidos de perfuração <sup>(5)</sup>. No Brasil essas argilas são fornecidas em grande escala para a indústria petrolífera, provenientes das reservas de argilas bentoníticas do município de Boa Vista, estado da Paraíba.

Este trabalho tem como objetivo demonstrar que mesmo composições de argilas com baixas propriedades reológicas para fluido de perfuração, quando

inseridos os aditivos poliméricos podem adquirir as características necessárias para que seja caracterizada com agente tixotrópico para preparação de fluido de perfuração de poços de petróleo de acordo com a Petrobras <sup>(6)</sup>.

## MATERIAIS E MÉTODOS

### Materiais

O material em estudo trata-se de uma amostra de composição de argilas bentoníticas sódica industrializada (chocolate: chocobofo = 2+1), proveniente da Bentonit União Nordeste Ltda. – BUN, localizada no município de Boa Vista – PB, Brasil. Utilizou-se uma amostra de aditivo polimérico de base celulose comercialmente conhecido como carboximetilcelulose de alta viscosidade (CMC AV).

### Composições das misturas

Foram avaliadas 06 misturas de argila e argila/polímero a fim de determinar a melhor composição segundo as especificações da Petrobras descritas na tabela 1.

Tabela 1 - Composição das amostras

Composições: argila, CMC
Composição 1 - 100% chocolate: (24,3 g de argila)
Composição 2 - 100% chocobofo: (24,3 g de argila)
Composição 3 - Chocolate + chocobofo = 2+1 (24,3 g de argila)
Composição 4 - CMC: (0,05 g de polímero/24,3 g de argila)
Composição 5 - CMC: (0,10 g de polímero/24,3 g de argila)
Composição 6 - CMC: (0,15 g de polímero/24,3 g de argila)

### Preparação dos Fluidos de Perfuração

Para determinação das propriedades reológicas VA, VP e VF adicionam-se 24,30 g de bentonita a base seca, em 500 mL de água destilada. A formação da

lama se dar por 20 minutos utilizados os agitadores do tipo Hamilton Beach modelo 936 com velocidade do eixo na faixa de 16.000 a 20.000 rpm no ar . O gel obtido foi armazenado em recipiente de vidro por 24 horas. A leitura da viscosidade Aparente e Plástica é realizada utilizando o Viscosímetro Fann V-G Meter, modelo 35-A, onde são observadas as leituras L– 600 rpm e L – 300 rpm respectivamente <sup>(6)</sup>.

### Volume do Filtrado

Para determinar o volume do filtrado utiliza-se a amostra de lama preparada e, transferindo-a para o recipiente de filtro – prensa contendo papel de filtro Whatman número 50 e aplica-se uma pressão, de modo que esta atinja 690 KPa em até 30 segundos, recolhe-se o filtrado em proveta graduada durante 30 minutos a partir do momento da aplicação da pressão, que é mantida constante. Anota-se o volume com precisão de 0,2 mL, que é expresso como volume do filtrado VF.

## RESULTADOS E DISCUSSÕES

### Análise de DRX

Os difratogramas de Raios X são a melhor maneira de identificar a composição e os tipos de argilominerais. As esmectitas, denominadas de bentoníticas, são minerais expansivos e dependem de fatores como carga da camada, localização da carga, cátions interlamelares e natureza das moléculas polares entre as camadas.

Através dos difratogramas das argilas chocolate e chocobofo apresentados nas figuras 1 e 2 observa-se que há a presença predominante da montmorilonita, a partir da identificação dos três picos principais: Em 15,38; 4,47 e 1,49 Å. A amostra também apresenta traços de K-feldspato (4,21; 3,26 e 3,23 Å), hematita (3,66; 2,7; 2,51 e 1,84 Å) e caulinita (7,12; 2,56 e 2,34 Å). A figura 3 representa a composição chocobofo + chocolate = 2+1. Nota-se uma grande semelhança entre ela e as demais, principalmente em relação aos picos da montmorilonita; o pico que representa o plano (001) do argilomineral aparece em 15,52 Å na argila chocobofo e na chocolate em 15,19 Å. A caulinita é encontrada nas bentonitas chocobofo, chocolate e na chocobofo + chocolate. Já a trimidita somente na chocobofo.

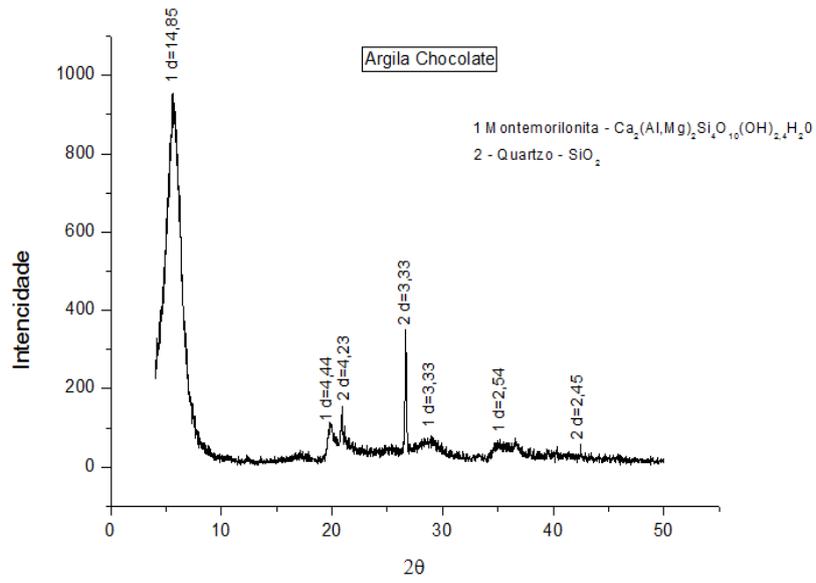


Figura 1 – DRX da argila chocolate

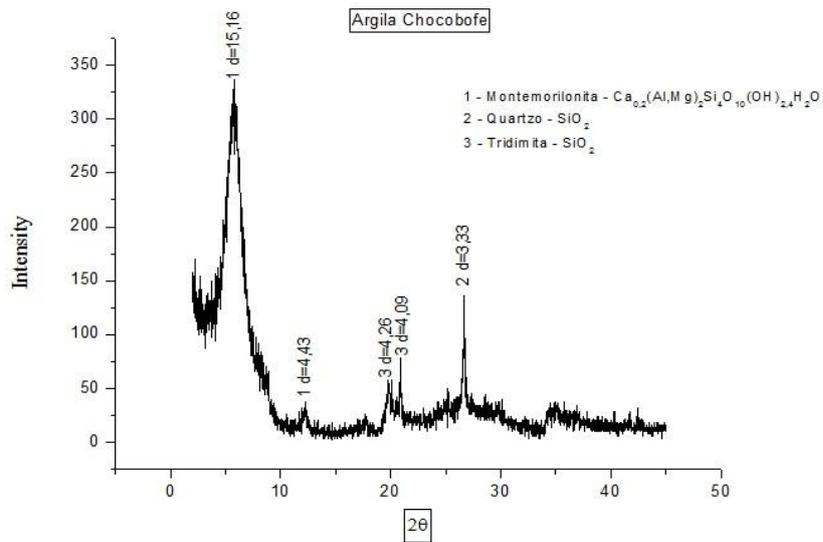


Figura 2 – DRX da argila chocobofo

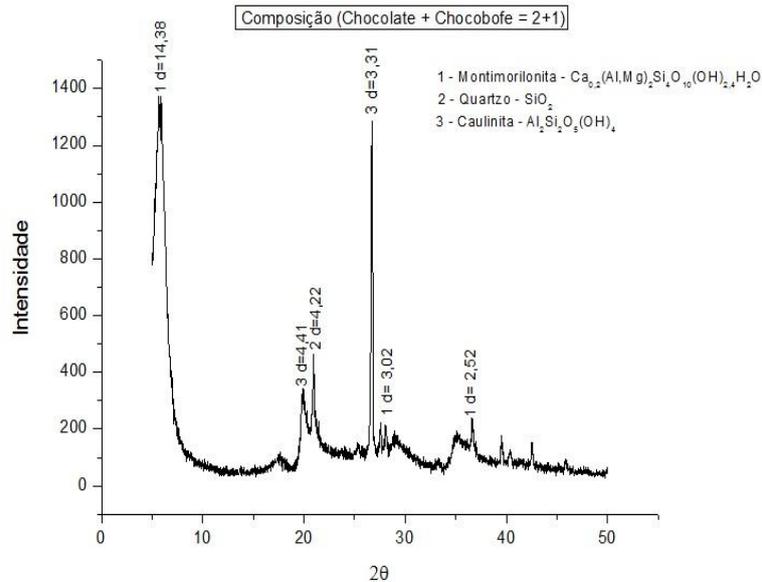


Figura 3 – DRX Composição de argilas (chocolate + chocobofo = 2+1)

### Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV)

Uma argila lamelar pode ser descrita por três unidades estruturais e pelo arranjo dessas unidades no espaço. A primeira unidade é a camada (partícula cristalina elementar), no caso das bentonitas de espessura de 10 Å e de diâmetro entre 1 e 2 µm. A segunda unidade é o tactóide que é constituído pelo empilhamento das camadas elementares e a terceira unidade é o aglomerado, constituído por vários tactóides. Os aglomerados se organizam em “cachos” (clusters) <sup>(7)</sup>.

As microscopias eletrônicas de varredura para a amostra composicional de chocolate e chocobofo = 2+1 está apresentada na figura 4. É possível verificar que não há uma distribuição muito homogênea de partículas, pois apresentam grãos de diversos tamanhos, ocasionando, portanto, uma distribuição de partículas irregular. Observa-se ainda que essas amostras são constituídas por aglomerados de perfil irregular. Verifica-se a morfologia lamelar das camadas que formam as partículas elementares, assim como os tactóides formados pelo empilhamento dessas partículas lamelares. Observam-se, também os tactóides ligados entre si, formando aglomerados de diversas dimensões <sup>(8)</sup>.

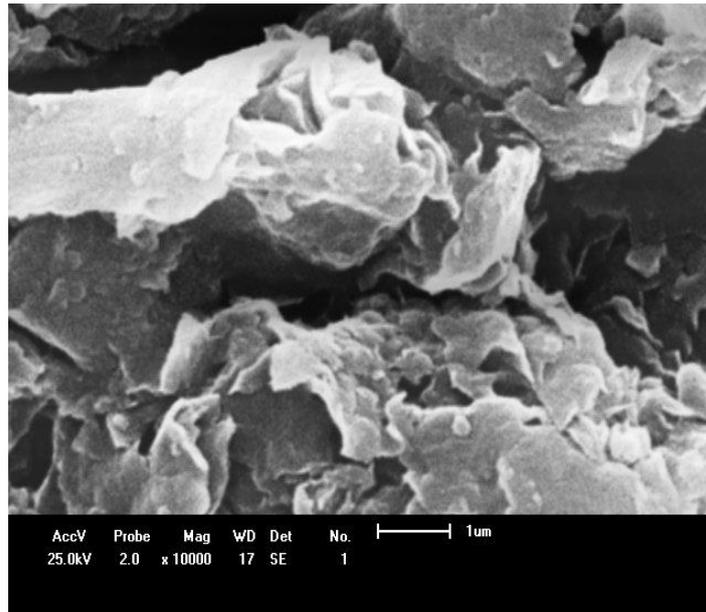


Figura 4 – Microscopia da composição de argilas (chocolate + chocobofoe = 2+1).

### Análise das Propriedades Reológicas

Analisando a tabela 2 pode-se observar, com exceção da composição 1 que é constituída de 100% de argila chocolate, que as demais argilas encontram-se com resultados abaixo das especificações da Petrobras <sup>(6)</sup>, entretanto ao utilizar a argila chocobofoe com a argila chocolate (composição 3), o VF enquadra-se nas especificações, o que justifica a utilização dessa composição com aditivo polimérico. A composição 3 apresenta características bastante peculiares no aumento da viscosidade do fluido e no controle do volume do filtrado. A argila chocobofoe apresentou resultados menos expressivos.

Tabela 2 - Resultados de Análises de Viscosidade Aparente (VA), Viscosidade Plástica (VP) e Volume do Filtrado (VF) das argilas sem aditivos poliméricos.

Composições	VA (cP)	VP (cP)	VF (mL)
Composição 1 - 100% chocolate	16,0	4,0	15,3
Composição 2 - 100% chocobofoe	11,5	3,5	19,2
Composição 3 – chocolate + chocobofoe (2+1)	13,0	3,5	16,7
Especificações da Petrobras	≥15,0	≥4,0	≤18,0

Analisando a tabela 3 que mostra os valores das propriedades reológicas das argilas com aditivo polimérico CMC todas as composições em que houve as adições do aditivo polimérico ocorreram aumento satisfatório das viscosidades VA, VP e a redução do VF.

Tabela 3 - Resultados de Análises de Viscosidade Aparente (VA), Viscosidade Plástica e Volume do Filtrado (VF) das argilas com aditivos poliméricos.

Composições	CMC AV (g de polímero/24,3g de argila)	Resultados		
		VA (cP)	VP (cP)	VF (mL)
4	0,05	29,5	4,5	14,8
5	0,10	32,3	5,0	13,5
6	0,15	40,0	3,5	11,9
Especificações da Petrobras		≥15,0	≥4,0	≤18,0

Os resultados apresentados na Tabela 2 demonstraram que argilas com propriedades reológicas inferiores as especificações da Petrobras <sup>(6)</sup> para uso com fluido de perfuração de poço quando inseridos aditivo poliméricos adquirem melhoras satisfatórias. Quando os aditivos poliméricos são acionados em meio aquoso, estes são dispersos fazendo com que a cadeia polimérica seja hidratada e assumam uma configuração que pode ser alongada ou enovelada, dependendo das características do polímero. Essa hidratação do polímero é, portanto, responsável pelo aumento da viscosidade do sistema e redução no VF. Quando se têm argilas bentoníticas, ocorre a formação de uma camada de solvatação entre as cargas negativas do polímero e as cargas positivas presentes nas arestas das partículas de argila, neutralizando e fazendo com que ocorra uma repulsão mútua entre elas tornando o sistema disperso, desfloculado ou estável <sup>(2)</sup>.

## CONCLUSÕES

As observações dos estudos da reologia das argilas bentoníticas do município de Boa Vista – PB tem demonstrado uma depreciação de suas características

reológicas, promovendo a busca por novas alternativas de adequá-las as especificações do mercado de fluido de perfuração de petróleo, dentre eles o de maior expressão no Brasil, a Petrobras. A inserção de aditivos poliméricos demonstrou-se bastante satisfatório nesse propósito de melhoramento das características reológicas das argilas utilizadas como fluido para perfuração.

## AGRADECIMENTOS

Os autores deste trabalho agradecem ao FNDE/PET/DEQ/IFCE/UFCG e a Bentonit União Nordeste Ltda. pela doação dos insumos.

## REFERÊNCIAS

1. SOUZA SANTOS, P. Ciência e Tecnologia de Argilas, v. 2, Editora Edgard Blücher Ltda., S. Paulo, SP (1992) p. 109.
2. AMORIM, L. V. Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo, 2003. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos). UFCG, Campina Grande, PB.
3. BARBOSA, M. I. R. Bentonitas aditivadas com polímeros para aplicação em fluidos de perfuração, 2005. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Materiais). Universidade Federal de Campina Grande, Paraíba – PB.
4. BARBOSA, M. I. R. Bentonitas aditivadas com polímeros para aplicação em fluidos de perfuração, 2005. Sem. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais, UAEMa, CCT, UFCG, Campina Grande – PB.
5. CAENN, R.; CHILLINGAR, G. V.; Journal of Petroleum Science and Engineering, 1996, 14, p. 221- 230.
6. PETROBRAS, Argila ativada para fluido de perfuração á base de água na exploração e produção de petróleo, Método 2605 (1998).
7. NEAMAN, A.; PELLETIER, M.; VILLIERAS, F. The effects of exchanged cation, compression, heating and hydration on textural properties of bulk bentonite and its corresponding purified montmorillonite, Applied Clay Science 22, 2003, p. 153–168.
8. JOSÉ, C. V. Obtenção e caracterização de argilas organofílicas preparadas em laboratório para adsorção de compostos fenólicos visando seu uso no

controle ambiental de poluentes industriais, 2003. Tese (Doutorado apresentado ao Departamento de Engenharia Química da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo). São Paulo – SP.

## STUDY OF RHEOLOGICAL PROPERTIES OF BENTONITE CLAYS MODIFIED WITH ADDITION POLYMER

### ABSTRACT

Drilling fluids are used to assist the drilling of wells. Bentonite clays are employed in the composition of drilling fluids with additives to improve or control their rheologic properties. This study aims to evaluate the influence of the concentration of polymer additives incorporated into bentonite clay from the city of Boa Vista-PB to assess the rheological properties, as well as the resistance to flow and the volume of filtrate (VF) of fluids drilling. Three different concentrations of polymeric additives Carboxymethylcellulose (CMC) were added to the bentonite clay. After 24 hours of mud at rest, the apparent viscosity (AV), plastic (PV) and water loss were established according to the standard method of Petrobras N-2605 (1998). The results demonstrate that the polymer concentration used for activation of bentonite clay influences the interaction bentonite / polymer.

Key-words: Fluid drilling, bentonite clay, polymer additives, rheology.