

# ESTUDO DO COMPORTAMENTO REOLÓGICO DAS ARGILAS BENTONÍTIAS DE CUBATÍ, PARAÍBA, BRASIL

Romualdo R. Menezes<sup>1</sup>, Heber S. Ferreira<sup>1</sup>, Gelmires A. Neves<sup>2</sup> & Heber C. Ferreira<sup>2</sup>

## RESUMO

O Estado da Paraíba possui jazidas de bentonitas utilizadas comercialmente para uma vasta gama de setores tecnológicos, com especial destaque para os jazimentos de Boa Vista, PB, que são minerados há mais de 40 anos e são responsáveis pela produção de mais de 80% das argilas bentoníticas sódicas para uso em fluidos de perfuração e outros usos de menor importância. No entanto, esses jazimentos estão se esgotando, havendo a necessidade da caracterização mineralógica e tecnológica de novos jazimentos existentes no estado da Paraíba, ainda como processo de mineração incipiente pelo desconhecimento de sua amplitude de usos tecnológicos. Assim, este trabalho tem por objetivo estudar as argilas bentoníticas de Cubatí, PB, visando seu uso em fluidos de perfuração de poços de petróleo base água. As amostras estudadas foram submetidas a caracterização física e mineralógica e para caracterização tecnológica foram secas a 60°C. As argilas foram transformadas em sódicas por tratamento com Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, e em seguida realizou-se o estudo do comportamento reológico das dispersões argila-água utilizando-se viscosímetro Fann 35A de acordo com as normas da Petrobras. Foram determinadas as viscosidades aparente e plástica, o volume de filtrado, parâmetros reológicos do fluido e sua força gel. Os resultados evidenciaram que cada amostra apresenta um teor ótimo de carbonato de sódio e que as dispersões argila-água possuem um comportamento pseudo-plástico e tixotrópico. Observou-se que duas amostras apresentam potencial para utilização como agente viscosificante para fluidos de perfuração.

Palavras-chave: Bentonita, reologia, caracterização, fluidos de perfuração

## ABSTRACT

The bentonites of the State of Paraíba are commercially used in numerous technological sectors, particularly in oil drilling muds. However, these bentonite deposits are becoming exhausted due to several years of exploitation. This work aims to study the bentonite clay Cubati, PB, aiming their use in drilling fluids for oil wells based water. The samples were dried at 60°C and, their characterization and technological properties was determined. The natural bentonite clays were transformed into sodium bentonite by addition of concentrated Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> solution, then the suspensions rheological study was performed using a Fann 35A viscosimeter. The apparent and plastic viscosities, water loss, rheological parameters and the gel force were determined. Results showed that each sample

<sup>1</sup> UFPB - Universidade da Paraíba, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia de Materiais. Campus Universitário, CEP 58051-900 - João Pessoa, PB-Brasil.

<sup>2</sup> UFCG – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia, Unidade Acadêmica de Engenharia de Materiais, Av. Aprígio Veloso, 882, Bairro de Bodocongó CEP-58428-900, Campina Grande, PB-Brasil

has an optimum sodium carbonate content and that the water-clay suspensions presented a pseudo-plastic and tixotropic behavior. The rheological properties demonstrated that two samples had technological potential to be used in drilling muds.

Key-words: Bentonite, reology, characterization, drilling muds

## 1. INTRODUÇÃO

As argilas esmectíticas são materiais constituídos por um, ou mais, argilomineral esmectítico e alguns minerais acessórios (principalmente quartzo, cristobalita, mica e feldspatos). Os argilominerais esmectíticos são alumino-silicatos de sódio, cálcio, magnésio, ferro, potássio e lítio, que incluem: montmorilonita, nontronita, saponita, hectorita, sauconita, beidelita e volconsoíta. Esses argilominerais são trifórmicos, di ou trioctaédricos, podendo apresentar substituição isomórfica do Si por Al nas posições tetraédrica e nas posições octaédricas o cátion pode ser o Al, Mg, Fe, entre outros (SOUZA SANTOS, 1992).

As substituições isomórficas nas posições tetraédricas e octaédricas, juntamente com as ligações químicas quebradas nas arestas das partículas e à interação dos íons  $H_2O$  com as cargas nestas ligações quebradas (dependendo do pH), origina um excesso de carga negativa nas superfícies das unidades estruturais, que são compensadas por cátions (ZADONADI, 1972). Esses cátions de compensação, adsorvidos na superfície das partículas, podem ser trocados por outros cátions, conferindo a estes argilominerais a propriedade de troca catiônica.

O número total de cátions trocáveis que uma argila pode apresentar é chamado de capacidade de troca (adsorção) de cátions (CTC). Quanto maior a CTC da argila, maior o número de cátions que esta pode reter. As argilas esmectíticas são as argilas que apresentam as maiores CTC, variando de 80 a 150 meq/100g.

De acordo com os cátions de compensação presentes na argila, tem-se que as argilas esmectíticas podem ser mono-catiônicas ou poli-catiônicas, com predominância de um cátion ou não. As esmectitas brasileiras são normalmente policatiônicas, sendo geralmente cálcio e magnésio os cátions predominantes (SOUZA SANTOS, 1992; AMORIM, 2004 e 2005).

Tecnologicamente as argilas esmectíticas são geralmente denominadas bentonitas (SOUZA SANTOS, 1992; AMORIM, 2005). As argilas bentoníticas são largamente utilizadas em muitos setores industriais, sendo incluídas na classe dos minerais de maior interesse industrial (LUMUS, 1986). As argilas bentoníticas apresentam uma vasta gama de aplicações industriais, movimentando centenas de milhões de dólares no mercado global por ano. Dentre as várias aplicações, destaca-se sua utilização em fluidos de perfuração.

Segundo o "American Petroleum Institute - API", fluidos de perfuração são definidos como fluidos de circulação usados em perfurações rotativas para desenvolver funções requeridas durante a operação de perfuração de poços de petróleo (BARBOSA, 2007).

As bentoníticas sódicas ou policatiônicas, quando transformadas em sódicas pelo tratamento com carbonato de sódio, incham na presença de água, aumentando várias vezes seu volume inicial,

sendo utilizadas na preparação de fluidos de perfuração devido às excelentes propriedades coloidais e tixotrópicas que apresentam (DARLEY & GRAY, 1988). As bentonitas melhoram as propriedades dos fluidos durante a operação de perfuração de poços, desempenhando uma ou várias das seguintes funções: aumentar a capacidade de limpeza do poço, reduzir as infiltrações nas formações permeáveis, formar uma membrana de baixa permeabilidade ("filter-cake"), promover a estabilidade do poço e evitar ou superar perdas de circulação (SOUZA SANTOS, 1992; AMORIM, 2008; CAMPOS, 2007). Os fluidos de perfuração são indispensáveis às atividades de perfuração de um poço, pois desempenham uma série de funções essenciais, como: suspensão e remoção dos detritos gerados durante a perfuração, resfriar e limpar a broca, controle de pressão, estabilização das formações, lubrificação, entre outras (BRINKE, 2007).

No Brasil, as argilas comumente utilizadas na preparação de fluidos de perfuração são as argilas bentoníticas provenientes dos depósitos localizados no município de Boa Vista, PB. No entanto, a exploração desordenada dos jazimentos de Boa Vista por dezenas de anos levou ao esgotamento das variedades de boa qualidade o que ocasionará em curto prazo um problema muito grave para a indústria nacional de petróleo (CAMPOS 2007; MENEZES et al.,2008).

Esse panorama evidencia a extrema importância pela busca por novos jazimentos. Assim, este trabalho tem por objetivo estudar as argilas bentoníticas de Cubatí, PB, visando seu uso em fluidos de perfuração de poços de petróleo base água.

## 2. EXPERIMENTAL

### 2.1. Materiais

Nessa pesquisa foram estudadas argilas bentoníticas policatiônicas provenientes da Fazenda Campos Novos, município de Cubati, PB. As amostras foram identificadas através de numeração, sendo apresentada na Tabela 1 a relação entre a numeração utilizada e a designação usada para identificar as argilas na região de extração.

Foi utilizado carbonato de sódio ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) anidro PA, VETEC, para transformação das bentonitas policatiônicas em bentoníticas em sódicas.

Tabela 1 – Numeração utilizada e a designação usada no município de Cubati.

Numeração Utilizada	Denominação Local
Amostra 1	Abaixo da Cinza 2
Amostra 2	Poço 02

### 2.2. Métodos

Todas as amostra de argilas foram secas na temperatura de 60°C e passadas em peneira ABNT N° 200 (0,074 mm), e em seguida submetidas aos ensaios de caracterização, destacando-se granulometria por difração laser(equipamento Cilas), capacidade de troca de cátions(azul de metileno), análise química por fluorescência de raios X( equipamento Shimadzu,EDX720), análises térmicas(equipamento BP 3000) e difração de raios X(equipamento Shimadzu XRD 6000).

As argilas secas foram tratadas com solução concentrada de carbonato de sódio em proporções variando de 50 a 150 meq/100g de argila e curadas por período de 5 dias, segundo procedimento adotado na literatura (SOUZA SANTOS, 1992; AMORIM et al.,2005), para transformação das argilas em bentonitas sódicas. Com as argilas tratadas foram preparadas dispersões argila-água com concentração de 4,86%, em massa, segundo normalização da Petrobrás N-2605(1998) e determinadas suas propriedades reológicas preliminares. Esse procedimento consistiu em adicionar 24,3g de argila em 500ml de água deionizada, agitar durante 20min a uma velocidade de 17.000rpm (agitadores Hamilton Beach, 936) e deixar em repouso por 24h. Após as 24h as amostras foram agitadas por 5min a uma velocidade de 17.000rpm (agitadores Hamilton Beach, 936) Petrobrás N-2605(1998) e foram determinadas as viscosidades aparente (VA) e plástica (VP) das argilas em função do teor de carbonato de sódio utilizado. As viscosidades foram determinadas em viscosímetro Fann, 35A.

Com base no comportamento reológico preliminar foram determinados os teores ótimos de carbonato de sódio e em seguida foi realizado o estudo reológico de dispersões argila-água produzidas com as argilas aditivadas com os teores ótimos de carbonatos.

O estudo reológico foi desenvolvido utilizando o viscosímetro Fann 35A, com raio externo e interno de 1,8415cm e 1,7245cm respectivamente e molar de torção F-1. Foram efetuadas leituras a 3, 6, 100, 200, 300 e 600rpm, conforme a metodologia de preparação das dispersões e agitação descrita anteriormente Petrobrás N-2605(1998). Com base nos valores determinados foram calculados as viscosidades plásticas e aparente, limite de escoamento, índice de comportamento de fluxo e índice de consistência, utilizado. Para determinação do índice de comportamento de fluxo e índice de consistência foi utilizado processo iterativo até a convergência das equações. Também foi determinado o volume de filtrado em filtro prensa da marca Fann, com aplicação de uma pressão da ordem de 7,0 kgf/cm<sup>2</sup> (100psi) durante 30min Petrobrás N-2605(1998).

O comportamento tixotrópico foi avaliado construindo-se as curvas de deflexão versus rotação com velocidade de rotação crescente e em seguida decrescente, utilizando-se as velocidades de 3, 6, 100, 200, 300 e 600rpm e o procedimento de preparação das dispersões e agitação descrita anteriormente Petrobrás N-2605(1998). Para obtenção da força gel inicial, agitou-se o fluido na velocidade de 600rpm durante 15seg, mudou-se a velocidade para 3rpm e deixou o fluido em repouso durante 10seg e fez-se a leitura obtendo o valor da força gel inicial. Em seguida, para a obtenção da força gel final, o fluido foi deixado em repouso durante 10min e efetuada a leitura na velocidade de 3rpm.

### **3. RESULTADOS E DISCUSSÃO**

Na Figura 1 estão apresentadas as curvas de distribuição granulométrica das amostras analisadas. Observa-se que as amostras apresentaram distribuição do tamanho de partículas bimodal, com concentração de partículas em torno de 4-5  $\mu\text{m}$  e de 30-40 $\mu\text{m}$  e tamanhos médios de partículas de 6,25 e 8,06 $\mu\text{m}$ , para as amostras 1 e 2 respectivamente. A fração volumétrica abaixo de 2  $\mu\text{m}$  das amostras foi de, aproximadamente, 38 e 32%, respectivamente. Verifica-se que as

argilas analisadas apresentam frações volumétricas abaixo de 2  $\mu\text{m}$  inferiores as observadas nas argilas bentoníticas de Boa Vista, que apresentaram valores em torno de 45%.

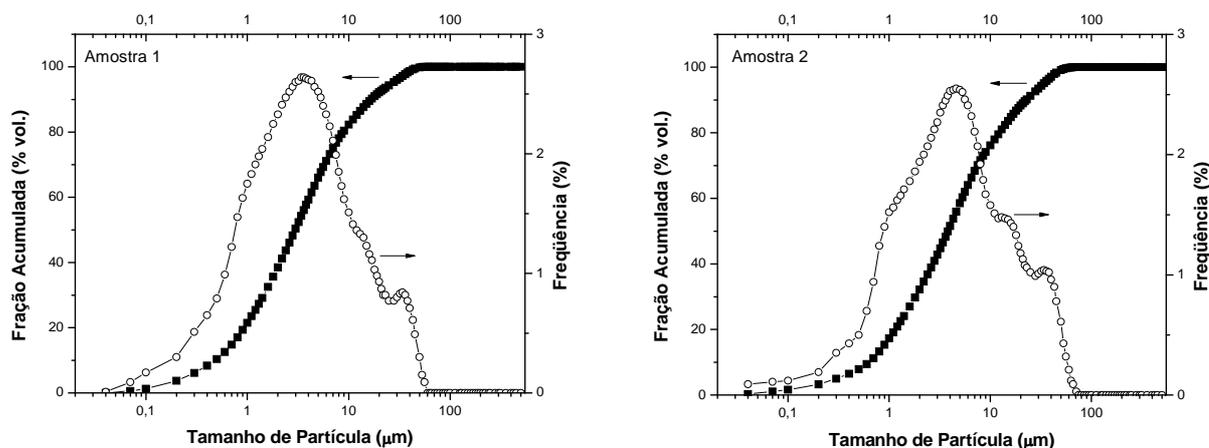


Figura 1- Distribuição do tamanho de partículas das amostras analisadas.

Na Tabela 1 estão apresentadas as capacidades de troca de cátions (CTC) das argilas analisadas, segundo a metodologia de adsorção de azul de metileno. Pode-se observar que os valores obtidos são inferiores aos valores de CTC observados em bentonitas sul-americanas (AMORIM et al., 2004; CARRERA et al., (2008). Este comportamento pode está associado, em parte, ao elevado teor de minerais acessórios e impurezas observados nas bentonitas estudadas, tal como evidenciado em trabalho anterior Petrobrás N-2604 (1998).

Tabela 1 – Capacidade de troca de cátions

Amostra	CTC (meq/100g)
A1	37,01
A2	32,38

A Tabela 2 apresenta a composição química semi-quantitativa das amostras estudadas. Verifica-se que as amostras apresentaram perda de massa de 12,04 e 11,67%, o que está relacionado, provavelmente, à perda de águas coordenadas e adsorvidas, hidroxilas dos argilominerais e queima da matéria orgânica. Observa-se que o teor de  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  nas amostras situou-se em torno de 4-5%, sendo semelhante aos teores observados nas amostras de Boa Vista, PB (MACHADO,1983;MENEZES et al., 2008). Ambas as amostra apresentaram teores baixos de  $\text{CaO}$ , enquanto que apenas a amostra 2 apresentou  $\text{MgO}$ . Os teores de óxidos alcalinos e alcalinos terrosos da amostra 2 são semelhantes aos observados nas amostras de Boa Vista(AMORIM,2005). Entretanto a falta de  $\text{MgO}$  na amostra 1 a faz diferir um pouco das amostras de Boa Vista.

Tabela 2 - Composição química (% em massa) das amostras analisadas.

Amostra	PF <sup>a</sup>	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	MgO	TiO <sub>2</sub>	K <sub>2</sub> O	CaO	BaO	MnO	Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	SrO	Total
1	12,04	52,64	28,38	4,26	0,00	0,95	0,76	0,49	0,36	0,02	0,04	0,01	99,93
2	11,67	52,27	26,40	5,09	1,96	0,91	0,70	0,62	0,25	0,03	0,03	0,00	99,93

<sup>a</sup> PF - Perda ao fogo determinada com a queima a 1000°C, após a devida secagem a 110°C

Os difratogramas de raios X das amostras estudadas estão apresentados na Figura 2. Observa-se que as amostras apresentam argilomineral esmectítico. No entanto, verifica-se também que a presença de caulinita e quartzo. A amostra 1 apresentou pico associado a caulinita com elevada intensidade, o que indica que a amostra pode apresentar caulinita em elevada quantidade.

Com base na Figura 2 observa-se que ambas as amostras apresentaram expansão interlamelar após saturação com etilenoglicol. O deslocamento do pico referente ao argilomineral esmectítico, confirma que as amostras possuem argilominerais esmectíticos.

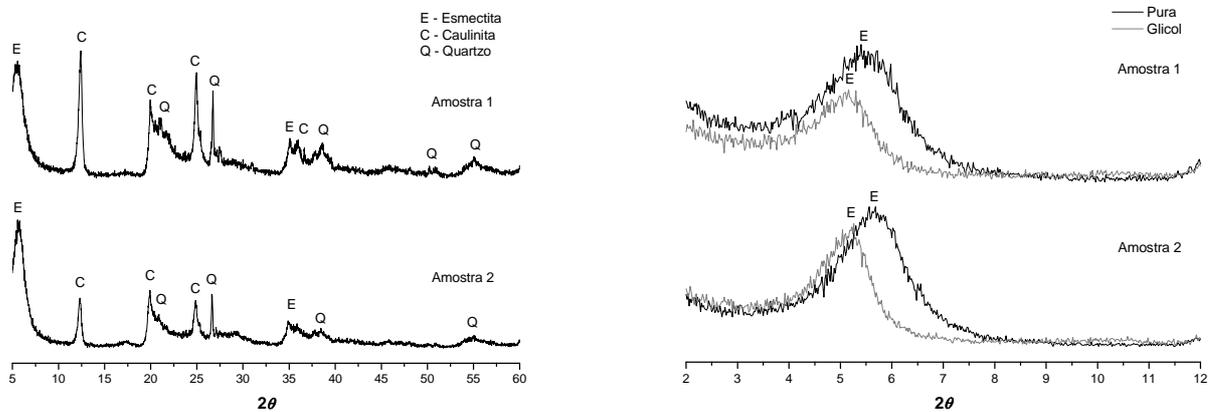


Figura 2- Difratogramas de raios X das amostras analisadas.

Na Figura 3 estão apresentadas as curvas das análises térmicas diferenciais e gravimétricas das amostras analisadas. Pode-se observar que a amostra 1 apresentou pico endotérmico por volta de 120°C e uma pequena inflexão, endotérmica, na curva por volta de 200°C, enquanto a amostra 2 apresentou pico endotérmico duplo bem definido entre 110 e 200°C, relacionados à perda de água livre e adsorvida. Os picos duplos estão associados à presença do cálcio e magnésio como cátions trocáveis e são característicos de argilas esmectíticas (LAGALY,1981). A não observação de pico duplo na amostra 1, ou de apenas um leve inflexão na curva por volta de 200°C (que não chega a ser uma banda endotérmica) vem ao encontro do observado na difração de raios X, de uma grande quantidade de caulinita na amostra. Picos endotérmicos por volta de 550°C, associados a desidroxilação dos argilominerais são observados em ambas as amostras. Observa-se também pico exotérmico por volta de 900-905°C, possivelmente relacionado à nucleação de mulita.

As curvas de termogravimetria evidenciam que as amostras 1 e 2 apresentam perdas de massa de 30 e 32%, respectivamente. Há duas faixas de temperaturas com intensa perda de massa,

entre 100 e 200°C, aproximadamente, e entre 450 e 650°C, relacionadas provavelmente a perda de água adsorvida e a desidroxilação dos argilominerais.

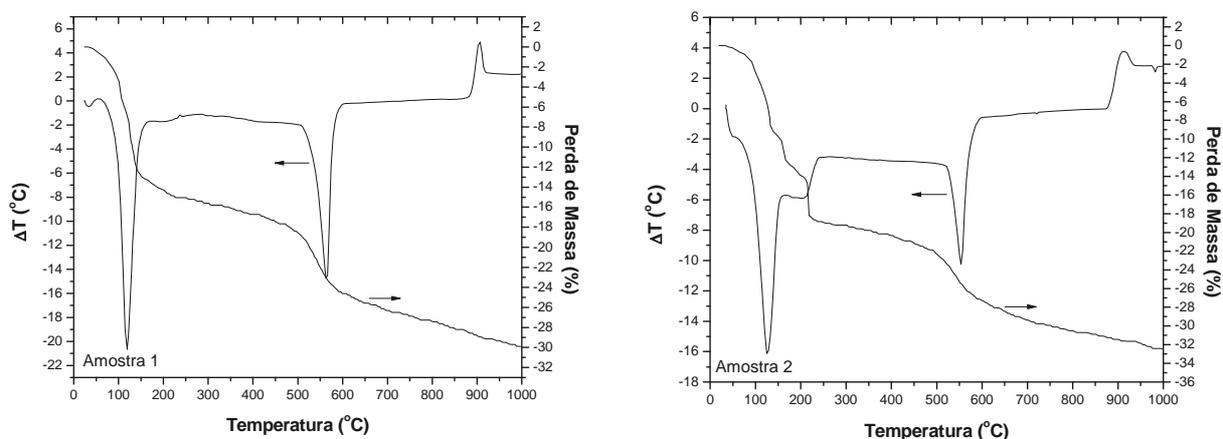


Figura 3 - Análises térmicas diferenciais e gravimétricas das amostras analisadas.

Na Tabela 3 estão apresentados os teores ótimos de carbonato de sódio para cada argila, juntamente com a denominação utilizada para identificá-las.

Tabela 3 – Designação das amostras após tratamento com  $\text{Na}_2\text{CO}_3$

Denominação	Amostra – Teor de $\text{Na}_2\text{CO}_3$ utilizado no tratamento
A1 82,5	Amostra 1 – 82,5 meq de $\text{Na}_2\text{CO}_3/100\text{g}$
A1 112,5	Amostra 1 – 112,5 meq de $\text{Na}_2\text{CO}_3/100\text{g}$
A2 100	Amostra 2 – 100 meq de $\text{Na}_2\text{CO}_3/100\text{g}$
A2 150	Amostra 2 – 150 meq de $\text{Na}_2\text{CO}_3/100\text{g}$

Foram preparadas dispersões argila-água utilizando as amostras indicadas na Tabela 2 (com as argilas sendo aditivas com seus os teores ótimos de carbonato de sódio). Esses fluidos foram caracterizados através da determinação de suas propriedades reológicas em viscosímetro rotativo de cilindros concêntricos tipo Fann. Como mencionado anteriormente, os fluidos de perfuração podem ser estudados através da escolha dos modelos matemáticos mais adequados, sendo os mais aceitos, para descrever seu comportamento no estado sol os de Bingham e Ostwald. Os dois modelo constituem boas aproximações, todavia nenhum cobre todo o reograma apresentado por esses fluidos. Assim, é necessária a determinação de propriedades reológicas hora utilizando o modelo de Bingham hora o de Ostwald para a adequada compreensão do comportamento dos fluidos.

Com base no modelo Binghamiano foram determinados a viscosidade plástica e o limite de escoamento dos fluidos analisados no intervalo convencional da API (300 a 600 rpm) e adotado pela Petrobrás N-2604 (1998). Na Tabela 4 são apresentadas essas propriedades reológicas.

Pode-se observar que as dispersões apresentaram valores de viscosidade plástica, semelhantes aos das argilas bentoníticas de Boa Vista, PB (AMORIM et al., 2004), utilizadas há vários anos como agentes viscosificantes em fluidos de perfuração base água. A Petrobrás N-2604 (1998), especifica valores superiores a 4cP para dispersões de argilas bentonitas para fins de aplicação em fluidos de perfuração base água. No entanto, com base na literatura (AMORIM et al., 2005), verifica-se que esses valores podem ser facilmente corrigidos, atingindo os valores limites da normalização, com pequenas adições poliméricas.

Pode-se observar também que as dispersões apresentaram limites de escoamento variando de 24,90 a 34,23Pa, não sendo observado correlação entre o limite e a viscosidade plástica. O que está relacionado ao fato do limite de escoamento está relacionado às forças de interação de natureza elétrica partícula-partícula, enquanto a viscosidade plástica é o resultado do atrito partícula-partícula e fluido-fluido.

Tabela 4 – Propriedades reológicas e de filtração de suspensões argila-água preparadas com as bentonitas analisadas

Amostras	VP (cP) <sup>a</sup>	$\tau_c$ (Pa) <sup>b</sup>	VA (cP) <sup>c</sup>	VF (ml) <sup>d</sup>	$n^e$	K (Pa s) <sup>f</sup>
Amostra 1 82,5	3,0	24,90	29,0	22,2	0,077	7,91
Amostra 1 112,5	1,0	29,92	32,2	21,9	0,023	12,96
Amostra 2 100	1,5	31,84	34,7	16,0	0,031	13,06
Amostra 2 150	1,5	34,23	37,2	18,8	0,029	14,22

<sup>a</sup> Viscosidade plástica, <sup>b</sup> Limite de escoamento, <sup>c</sup> Viscosidade aparente, <sup>d</sup> Volume de filtrado, <sup>e</sup> Índice de comportamento de fluxo, <sup>f</sup> Índice de consistência

Também foram calculados os valores de viscosidade aparente e limite de filtrado das dispersões analisadas. Os resultados são apresentados na Tabela 4. Verifica-se que a viscosidade aparente variou de 29 a 37,2cP, enquanto que o volume de filtrado variou de 18 a 22 ml. A Petrobrás N-2604 (1998), define limite inferior de 15cP para a viscosidade aparente e de superior de 18 ml para o volume de filtrado. Assim, observa-se que as amostras A1 e A2 apresentaram valores dessas propriedades de acordo com as especificações. Espera-se que quanto mais floculado esteja o sistema analisado maior sua viscosidade aparente e também que seja menor o volume de filtrado em virtude de uma maior retenção de água pelo sistema. Não se observa uma relação bem definida entre a viscosidade aparente e o volume de filtrado, no entanto verifica-se que há uma tendência clara de aumento do volume com a diminuição da viscosidade.

Considerando que as dispersões seguem o modelo de Ostwald no intervalo de 300 a 600 rpm, foram determinados os índices de índice de comportamento de fluxo,  $n$ , e de consistência,  $K$ . Seus valores são apresentados na Tabela 4. Observa-se que os valores do índice de comportamento variaram de 0,02 a 0,07, no entanto, todos se situaram abaixo de 1, indicando que se tratam de dispersões pseudo-plásticas e não dilatantes. Os valores obtidos para o índice de consistência são semelhantes a valores determinados para fluidos de perfuração de poços de petróleo base água.

Os fluidos à base de água e argila possuem comportamento reológico dependente não apenas da taxa de cisalhamento (pseudo-plásticos e dilatantes) mas também do tempo, conhecido como tixotropia. Os fluidos tixotrópicos apresentam um incremento de viscosidade quando em condições estáticas (em repouso) pela formação do estado gel, e recuperação da fluidez (estado sol), quando submetido às condições dinâmicas (cisalhamento) (SOUZA SANTOS, 1992). A maioria dos fluidos de perfuração à base água exibem essa propriedade devido ao surgimento de forças atrativas entre as partículas de argilas, à baixa taxa de cisalhamento (fluxo lento) ou em repouso. Essa atração é possível porque a distribuição de cargas elétricas sobre a superfície das partículas de argilas não é uniforme, apresentando cargas residuais negativas nas faces e positivas nas arestas (MACHADO, 1983).

#### 4. CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo estudar as argilas bentoníticas de Cubatí, PB, visando seu uso em fluidos de perfuração de poços de petróleo base água. Com base nos resultados obtidos pode-se chegar às seguintes conclusões: a) as amostras apresentam teores de MgO, CaO e K<sub>2</sub>O semelhantes aos observados em bentonitas de Boa Vista, PB; b) as argilas apresentaram fração volumétrica de partículas abaixo de 2 µm variando de 30 e 32% e c) com base nos resultados pode-se concluir que: que as argilas apresentam pequena capacidade de troca de cátions, segundo a metodologia de adsorção de azul de metileno; o teor ótimo de carbonato de sódio usado para a troca catiônica das bentonitas varia de acordo com a amostra analisada, variando de 82,5 a 150 meq/100g de argilas; as dispersões argila-água apresentam comportamento pseudo-plástico e que as amostras estudadas possuem grande potencial para utilização como agentes viscosificantes para fluidos de perfuração.

#### 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AMORIM, L. V., Barbosa, M. I. R., Lira, H. L., Ferreira, H. C., Desenvolvimento de compostos bentonita/polímeros para aplicação em fluidos de perfuração: Parte 2, Revista Materia, v.13, p.2009-219, 2008.
- AMORIM, L. V., Farias, K. V., Viana, J. D., Barbosa, M. I. R., Pereira, E., França, K. B., Lira, H. L., Ferreira, H. C., Fluidos de perfuração à base de água. Parte I: Efeitos de adições poliméricas nas propriedades reológicas, Cerâmica, v. 51, p. 128-138, 2005.
- AMORIM, L. V., Gomes, C. M., Lira, H. L., França, K. B., Ferreira, H. C., Bentonites from Boa Vista, Brazil: Physical, Mineralogical and Rheological Properties, Materials Research, v. 7, p. 583-593, 2004
- AMORIM, L. V., Gomes, C. M., Silva, F. L. H., Ferreira, H. C., Comportamento reológico de dispersões de argilas bentoníticas: efeitos do tipo de ferramenta, velocidade e tempo de agitação, Cerâmica, v. 48, p. 234-238, 2002.
- BARBOSA, M. I. R.; Amorim, L. V.; Ferreira, H. C., Compostos poliméricos como aditivos de argilas bentoníticas, Cerâmica, v. 53, p. 354-360, 2007.

- BRINKE, A. J. W., Rheology modification in mixed shape colloidal dispersions. Part I pure components, *Soft Matter*, v.3, p.1145-1162, 2007.
- CAMPOS, L. F. A., Composições de argilas bentoníticas para utilização em fluidos de perfuração de poços de petróleo, Tese de Doutorado, Engenharia de Processos, UFCG, Campina Grande, PB, 2007.
- CARRERA, M. M., Varaião, A. F. D. C., Gonçalves, M. A., Caracterização Mineralógica das argilas da península de Santa Elena, Equador. REM: Revista Escola de Minas, V.1n.1, p.97-105, 2008
- CAENN, R., Chillingar G. V., *Journal of Petroleum Science and Engineering* **14** (1996) 221.
- DARLEY, H. C. H.; Gray, G. R. Composition and properties of drilling and completion fluids, 5ª ed., Houston: Gulf Publishing Company, 1988.
- LAGALY, G., Characterization of clays by organic compounds, *Clay Miner.*, v. 16, p. 1-21, 1981.
- LUMMUS, J. L., Azar, J. J., Drilling fluids optimization: a practical field approach, Tulsa: PennWell Publishing Company, 1986.
- MACHADO, J. C., Reologia de Fluidos: Aplicação na Engenharia de Petróleo, Salvador: Petrobrás, 1983.
- MENEZES, R. R., Melo, L. R. L., Fonseca, F. A. S., Ferreira, H. S., Martins, A. B., Neves, G. A., Caracterização de argilas bentoníticas do Município de Sussego, Paraíba, Brasil, *Revista Eletrônica de Materiais e Processos*, v.3.2, p. 36-43, 2008.
- MURRAY, H. H., Traditional and new applications for kaolin, smectite, and palygorskite: a general overview, *Applied Clay Science*, v. 17, p. 207-221, 2000.
- PETROBRAS., Viscosificante para Fluido de Perfuração Base de Água na Exploração e Produção de Petróleo, Especificação, N-2604. Rio de Janeiro, Brasil, 1998.
- PETROBRAS., Viscosificante para Fluido de Perfuração Base de Água na Exploração e Produção de Petróleo, Especificação, N-2605. Rio de Janeiro, Brasil, 1998.
- SOUZA SANTOS, P., Ciência e tecnologia de argilas, vol. 1, 2ª ed., Edgar Blücher, São Paulo, 1992.
- ZANDONADI, A. R., Estudo tecnológico de argilas montmoriloníticas brasileiras, Tese de Doutorado, Instituto de Química da USP, São Paulo, 1972.