

ATIVAÇÃO DE ARGILAS BENTONÍTIAS DE CUBATI (PB) VISANDO SUA APLICAÇÃO COMO FLUÍDOS DE PERFURAÇÃO DE POÇOS

Karina Estevez Marques

Aluna de Graduação da Geologia 7º período, UFRJ
Período PIBIC/CETEM: julho de 2011 a julho de 2012
kmarques@cetem.gov.br

Luiz Carlos Bertolino
Orientador, Geólogo, D.Sc.
lcbertolino@cetem.gov.br

Dayse Mirella Oliveira Timóteo
Coorientadora, Geógrafa, M.Sc.
dtimoteo@cetem.gov.br

1. INTRODUÇÃO

As argilas bentoníticas são materiais constituídos por argilominerais esmectíticos, principalmente montmorilonita, e por alguns minerais acessórios, como quartzo, feldspato, micas e cristobalita (BATISTA *et al.*, 2009). Essas argilas podem ser de dois tipos, um que incha em presença de água, tendo o cálcio como cátion interlamelar, e o outro que incha em presença de água, apresentando o sódio como cátion interlamelar. As bentonitas sódicas são mais importantes para a indústria de petróleo e de água, sendo utilizada como fluido de perfuração de poços. No Brasil, os depósitos de bentonitas encontrados, até o momento, são de argilas cálcicas, sendo, então, necessária a realização de ensaios que tentem modificar essas bentonitas de cálcicas para sódicas.

2. OBJETIVOS

O objetivo deste estudo é a caracterização química, mineralógica e tecnológica das amostras coletadas na região de Cubati, a fim de avaliar o depósito e seu potencial econômico e industrial.

3. METODOLOGIA

As quatro amostras de bentonitas (AR1, AR2, AR3 e AR4) foram coletadas em camadas subsequentes na Fazenda Campos Novos, no município de Cubati (coordenadas Lat/Long 9248701.58S/780498.53L). Nos laboratórios do CETEM, foram submetidas às etapas de beneficiamento, que consiste em secagem ao ar livre, desagregação, homogeneização, quarteramento e separação em alíquotas. Posteriormente, foram caracterizadas mineralógica e quimicamente através da difratometria de raios X (DRX), fluorescência de raios X (FRX) e análise de capacidade de troca catiônica (CTC).

A caracterização tecnológica foi composta por ensaios de ativação, preparação de suspensão, ensaios de viscosidades aparente e plástica, filtragem API, seguindo as normas N-2604 B e N-2605 B (Petrobras, 1998). Para o ensaio de ativação, foram separadas cinco alíquotas com 250 g cada e depois se preparou uma solução de carbonato de sódio (Na₂CO₃), a qual foi borrifada sobre as amostras em diferentes concentrações (1, 2, 3, 4 e 5%). As amostras permaneceram reagindo com a solução por 24, 48, 72 e 96 h. Após cada um desses intervalos de tempo, 50 g de cada uma das bandejas foi coletada e colocada para secagem em estufa de ventilação forçada a 50° C.

Após serem secas na estufa, as amostras foram desagregadas e separou-se uma alíquota de 24,3 g desses materiais. Acrescentou-se 500 ml de água destilada no copo do agitador Hamilton Beach na velocidade baixa enquanto tal alíquota era adicionada à água destilada. Após a adição da amostra, a solução foi agitada a 17000 rpm por 20 min. A seguir, a amostra foi colocada em um recipiente fechado onde permaneceu em repouso por 24 h.

Para a determinação da viscosidade, a amostra que estava em suspensão por 24 h foi agitada no aparelho Hamilton Beach em alta velocidade durante 5 min. Depois, foi transferida para o copo do viscosímetro FANN modelo 35 A sob agitação de 600 rpm durante 2 min. Após esse período, foi determinada a viscosidade em 600 rpm. A seguir, diminuiu-se a velocidade para 300 rpm e esperou-se mais 15 seg e, então se determinou a viscosidade em 300 rpm.

Para determinação do filtrado API, a solução foi retornada ao copo do agitador Hamilton Beach e agitada por 1 min a 17000 rpm. Depois a amostra foi transferida para o filtro-prensa API FANN modelo 12 B, contendo um papel-filtro tipo Whatman nº 50. Esse recipiente foi ligado a um cilindro de nitrogênio cuja pressão foi mantida constante (100 psi) e, após 30 min, anotou-se o volume da filtragem coletado numa proveta com precisão de 0,2 ml.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Caracterização Química e Mineralógica

Por meio dos difratogramas de raios X pode-se observar que as amostras são constituídas essencialmente por esmectita, caulinita, illita e quartzo. (Figura 1)

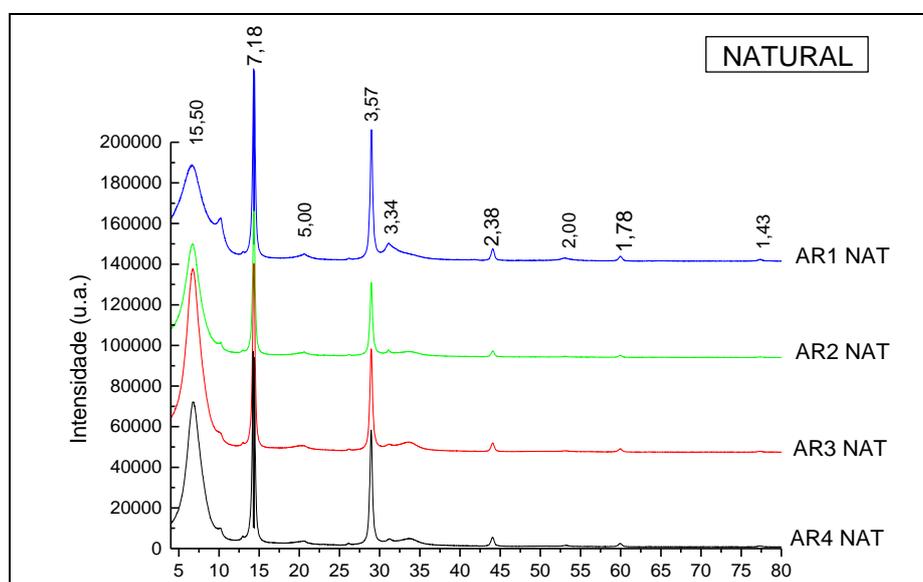


Figura 1: Difratogramas de raios X das amostras AR1, AR2, AR3 e AR4 naturais, mostrando a distância interplanar (d) em angstroms. $\text{CoK}\alpha$ (40 kV/40 mA).

Nos difratogramas das amostras glicoladas, notou-se que houve um deslocamento dos picos das esmectitas, pois o etilenoglicol se concentra entre as lamelas das esmectitas, provocando uma expansão deste argilomineral. Nos difratogramas das amostras aquecidas, houve colapso nos picos de caulinita.

De acordo com os resultados das análises químicas por FRX, as amostras naturais possuem teores Al_2O_3 variando de 19 a 25% e de SiO_2 variando de 51 a 58%, indicando que as amostras possuem elevado percentual de quartzo, necessitando de tratamento para remoção deste contaminante.

Para a fração abaixo de 0,020 mm, os teores de Al_2O_3 foram maiores para todas as amostras e o de SiO_2 foi reduzido para valores de 51 a 52%, indicando que a concentração do material foi promissora.

Além disso, todas as amostras naturais e <0,020mm apresentam CaO e apenas a AR2 natural possui um pequeno teor de Na_2O , indicando que há necessidade de realizar a ativação dessas argilas para qualificá-las ao uso em fluido de perfuração de poços.

CTC

Os resultados de CTC (Tabela I) se encontram abaixo dos valores descritos pelas normas N-2604 B e N-2605 B (Petrobras, 1998). Isso pode ser explicado, provavelmente, pela concentração de quartzo.

Tabela I. Resultados dos ensaios de CTC

Amostras	T (argila) Bruta	T (argila) < 0,020 mm
AR1	87,75	74,75
AR2	123,75	131,57
AR3	110,62	123,50
AR4	138,80	104,75

4.2 Caracterização Tecnológica

Ensaio de Viscosidade

Os resultados dos ensaios de viscosidades aparente e plástica (Tabela II) não foram satisfatórios, pois seus valores estão abaixo dos limites estipulados pelas normas N-2604 B e N2605 B (Petrobras, 1998).

Tabela II. Resultados dos ensaios de viscosidade.

FCN-AR1 (<0,020 mm) - 5%Na ₂ CO ₃	600 rpm	300 rpm	V.P.	V.A.
24 h	13,0	10,0	3,0 cP	6,5 cP
48 h	27,5	18,0	9,5 cP	13,75 cP
72 h	15,0	12,0	3,0 cP	7,5 cP
96 h	14,5	11,0	2,5 cP	7,25 cP
FCN-AR2 (<0,020 mm) - 5%Na ₂ CO ₃	600 rpm	300 rpm	V.P.	V.A.
24 h	50,0	48,5	1,5 cP	25,0 cP
48 h	70,0	66,5	3,5 cP	35,0 cP
72 h	52,0	49,0	3,0 cP	26,0 cP
96 h	56,0	54,0	2,0 cP	28,0 cP
FCN-AR3 (<0,020 mm) - 5%Na ₂ CO ₃	600 rpm	300 rpm	V.P.	V.A.
24 h	55,0	53,0	2,0 cP	27,5 cP
48 h	59,0	54,5	4,5 cP	29,5 cP
72 h	59,0	57,0	2,0 cP	29,5 cP
96 h	60,0	56,5	3,5 cP	30,0 cP
FCN-AR4 (<0,020 mm) - 5%Na ₂ CO ₃	600 rpm	300 rpm	V.P.	V.A.
24 h	87,0	73,0	14,0 cP	43,5 cP
48 h	70,0	67,5	2,5 cP	35,0 cP
72 h	63,0	62,0	1,0 cP	31,5 cP
96 h	59,5	56,5	3,0 cP	29,75 cP

Filtrado API

Os resultados dos ensaios de filtrado API (Tabela III) não se encaixam dentro dos limites das normas N-2604 B e N-2605 B (Petrobras, 1998) e por isso não são satisfatórios.

Tabela III. Resultados dos ensaios de Filtrado API

x (<0,020 mm) - 5%Na ₂ CO ₃	API AR1 (mL)	API AR2 (mL)	API AR3 (mL)	API AR4 (mL)
24 h	32,5	21,0	19,0	22,0
48 h	32,5	21,0	20,5	21,0

72 h	32,0	22,0	18,0	21,0
96 h	32,0	20,5	19,5	21,0

5. CONCLUSÕES

Os difratogramas de raios X das amostras naturais indicaram a presença de esmectita, ilita, quartzo e caulinita. Já nos difratogramas das amostras glicoladas percebeu-se que houve um deslocamento dos picos das esmectitas, pois o etilenoglicol se concentra entre as lamelas das esmectitas, provocando uma expansão deste argilomineral. Nos difratogramas das amostras aquecidas, houve colapso nos picos de caulinita.

No FRX observou-se que, após o tratamento, houve concentração do Al_2SiO_3 e redução dos teores de SiO_2 . Além disso, todas as amostras naturais e <0,020mm apresentam CaO e apenas a AR2 natural possui um pequeno teor de Na_2O , indicando que há necessidade de realizar a ativação dessas argilas para qualificá-las ao uso em fluido de perfuração de poços.

Os resultados não satisfatórios para CTC podem ser explicados, provavelmente, pela concentração de quartzo. Já os resultados de caracterização tecnológica, tanto ensaio de viscosidade quanto de filtrado API, não foram satisfatórios para que tais amostras sejam utilizadas como fluidos de perfuração de poços.

6. AGRADECIMENTOS

Ao CNPq pela concessão da bolsa. Ao CETEM pelo apoio técnico científico e laboratorial para a elaboração do estudo. À Fazenda Campos Novos pelo fornecimento das amostras. À EMBRAPA – Solos pela realização das análises de CTC.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMORIM, L. V. **Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo**, Tese de Doutorado, CCT, UFCG, Campina Grande – PB, 2003.

ARANHA, I. B. - **Preparação, caracterização e propriedades de argilas organofílicas**. Rio de Janeiro, 2007. Tese de Doutorado, IQ, UFRJ. 157 p.

BATISTA, A. P.; MENEZES, R. R.; MARQUES, L. N.; CAMPOS, L. A.; NEVES, G. A.; FERREIRA, H. C. **Caracterização de argilas bentoníticas de Cubati-PB**. Revista de acesso livre. Disponível em: <www.dema.ufcg.edu.br/revista>. Revista Eletrônica de Materiais e Processos, v.4.3. p. 64-71. 2009.

PASK, J. A.; TURNER, M. D. Edit. **Clay and Clay technology**. California: Department of Natural Resources, San Francisco. Bulletin 169, 1955. 336 p.

PETROBRAS. **Ensaio de Viscosificante para Fluido de Perfuração Base de Água na Exploração e Produção de Petróleo**. Método, N-2605, Rio de Janeiro, Brasil, 1998a.

PETROBRAS. **Viscosificante para Fluido de Perfuração Base de Água na Exploração e Produção de Petróleo, Especificação**. N- 2604. Rio de Janeiro, Brasil, 1998b.

TIMÓTEO, D. M. O. **Caracterização tecnológica e mineralógica de um depósito argiloso na região de Cubati (PB)**. Dissertação de Mestrado. IGeo, Departamento de Geologia, UFRJ. 2012. 108 p.

TONNESEN, D. A. **Caracterização e beneficiamento das bentonitas dos novos depósitos de Cubati-Paraíba**. Monografia. UFRJ, PEMM, 2010. 33 p.