

EFEITOS DE ADITIVOS POLIMÉRICOS NO COEFICIENTE DE LUBRICIDADE DE FLUIDOS HIDROARGILOSOS

Melquesedek da Silva Pereira¹; Luciana Viana Amorim²; Heber Carlos Ferreira³

RESUMO: Este trabalho avalia a influência de aditivos poliméricos sobre o comportamento reológico, as propriedades de filtração e o coeficiente de lubricidade de fluidos de perfuração à base de água e argilas bentoníticas. Foram selecionadas três amostras de argilas bentoníticas policatiônicas, provenientes da Paraíba, estudadas na forma de composições binárias e ternárias. Os resultados mostraram que: i) os fluidos hidroargilosos sem aditivação polimérica, apresentaram comportamento binghamiano ou pseudoplástico, dependendo da composição da mistura de argila, e após aditivação os fluidos apresentaram comportamento binghamiano; ii) o CMC de media viscosidade melhora as propriedades reológicas, enquanto que o CMC de baixa viscosidade contribui na redução do volume de filtrado; iii) os fluidos sem aditivação polimérica apresentaram coeficientes de lubricidade próximos de 0,50 e iv) os polímeros, nas concentrações estudadas, não contribuíram para a melhoria da lubricidade dos fluidos hidroargilosos.

ABSTRACT: This work evaluates the influence of polymeric additives over rheological behavior, filtration properties and lubricity coefficient of water and bentonite clays based drilling fluids. Three selected samples of bentonite clays, from Paraíba state, in the form of binary and ternary compositions were studied. The results showed that: i) the drilling fluids without polymeric additive, present the flow of Bingham plastic or pseudoplastic fluid, depending on the used clay mix. After treatment it presents the flow of Bingham plastic; ii) medium viscosity CMC helps to improve the rheological properties while low viscosity CMC reduces filtration properties; iii) fluids without polymer presented lubricity coefficients next of 0,50 and iv) there is no contribution of the polymers over the fluid lubricity coefficient.

Palavras-chave: fluidos de perfuração, reologia, propriedades lubrificantes

¹Unidade Acadêmica de Eng. Materiais, UFCG, Rua Aprigio Veloso, 882, Bodocongo - Campina Grande – PB – E-mail: melqueufcg@hotmail.com

²Pesquisadora Visitante, PRH-25/UFCG, Rua Aprigio Veloso, 882, Bodocongo - Campina Grande – PB - E-mail: luciana@cct.ufcg.edu.br

³ Prof. Doutor, Unidade Acadêmica de Eng. Materiais, UFCG, Rua Aprigio Veloso, 882, Bodocongo - Campina Grande – PB – Email: heber@dema.ufcg.edu.br

1. INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração podem ser definidos como composições freqüentemente líquidas, que desempenham diversas funções com o objetivo de auxiliar o processo de perfuração de poços de petróleo. Esses fluidos são também chamados de lamas de perfuração.

Os fluidos de perfuração hidroargilosos são compostos principalmente de água, em concentrações volumétricas superiores a 90,0 %, e argila. Além das argilas, esses fluidos também podem conter aditivos especiais como barita, soda cáustica e polímeros [1].

Algumas das funções essenciais desenvolvidas pelos fluidos de perfuração durante as atividades de perfuração de poços são: resfriar e lubrificar a broca de perfuração, reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e as paredes do poço, transportar os detritos de perfuração e permitir sua separação na superfície e formar um filme de baixa permeabilidade (reboco) nas paredes do poço [2]. O desempenho dessas funções é diretamente dependente das suas propriedades reológicas, de filtração e lubrificantes (viscosidades, consistência de gel, controle de filtrado, reboco e coeficiente de lubrificidade).

A Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), antigo Campus II da Universidade Federal da Paraíba (UFPB), vem estudando fluidos de perfuração à base de água e argilas bentoníticas desde a década de 1980. Estudos envolvendo o efeito de aditivos poliméricos, a exemplo do carboximetilcelulose (CMC), em fluidos de perfuração hidroargilosos foram iniciados em 1991 [3]. Em 2002, iniciou estudos com o objetivo de avaliar os efeitos da aditivação polimérica, sua ação protetora e de recuperação em fluidos hidroargilosos contaminados com cloretos de cálcio e magnésio. Essa linha de pesquisa foi motivada pelos problemas de contaminação de fluidos freqüentemente enfrentados nas plataformas de perfuração de poços de petróleo. A partir daí, diversos trabalhos foram desenvolvidos utilizando diferentes variedades de argilas bentoníticas provenientes das jazidas do Município de Boa Vista, PB, e CMCs com diferentes graus de viscosidade [1], bem como fluidos com diferentes graus de contaminação [4]. Subseqüente a essas pesquisas, foram desenvolvidos trabalhos com o objetivo de dimensionar misturas de argilas bentoníticas de Boa Vista, PB (composições binárias e ternárias) visando seu uso como agente viscosificante e tixotrópico em fluidos de perfuração [5], [6] e investigar a influência da adição de polímeros celulósicos e não-celulósicos, isolados e em composições binárias e ternárias, visando a melhoria/otimização das propriedades reológicas e de filtração dos fluidos hidroargilosos [7].

A mais importante aplicação de dispersões de argilas é como fluido de perfuração na indústria de extração de petróleo, sendo a bentonita sódica o componente chave nos fluidos que possuem água como fase contínua. Essas argilas, em quantidade de 4,0 % a 5,0 % em peso, são capazes de

formar um sol necessário para transportar os detritos de perfuração e de formar um gel necessário para manter os detritos em suspensão quando a circulação do fluido é interrompida [8], [9].

Além da argila bentonítica, são comumente empregados na composição dos fluidos de perfuração aditivos com o objetivo de melhorar ou controlar suas propriedades reológicas e de filtração. Dentre os aditivos mais comuns e rotineiramente utilizados em fluidos como viscosificante e redutor de filtrado, destaca-se um polímero natural derivado da celulose, o carboximetilcelulose [10]. Seu uso reduz as perdas por filtração e produz rebocos muito finos e capazes de impedir o escoamento do fluido através das formações geológicas que estão perfuradas [11].

Polímeros de cadeia curta possuem como principal função reduzir perdas por filtração, apresentando uma ação viscosificante menos pronunciada [1]. Trabalhos elucidam ainda mais esta teoria, onde foram estudados polímeros com diferentes tamanhos de cadeia: o CMC BV (carboximetilcelulose de baixa viscosidade), PAM (poliacrilamida) e MIX (mistura composta de CMC BV e PAM). Os autores concluíram que o CMC BV, polímero de cadeia curta, é responsável pela diminuição das perdas por filtração e pela correção no comportamento reológico dos fluidos, enquanto a PAM, polímero de cadeia longa, aumenta demasiadamente a viscosidade do fluido, dependendo da concentração utilizada, tornando-o indesejável ao uso em perfuração de poços de petróleo [4].

As propriedades do CMC dependem do grau de substituição (DS), do grau de polimerização (DP), da uniformidade da substituição e da pureza final do produto [12]. A Figura 1 apresenta a representação estrutural do CMC. O grau de polimerização (DP), que representa o número de vezes que a estrutura monomérica é repetida, define o peso molecular. Quanto maior o grau de polimerização, maior o peso molecular e maior será a viscosidade do CMC, podendo-se citar o CMC de alta viscosidade, que possui um maior DP que o CMC de baixa viscosidade [13].

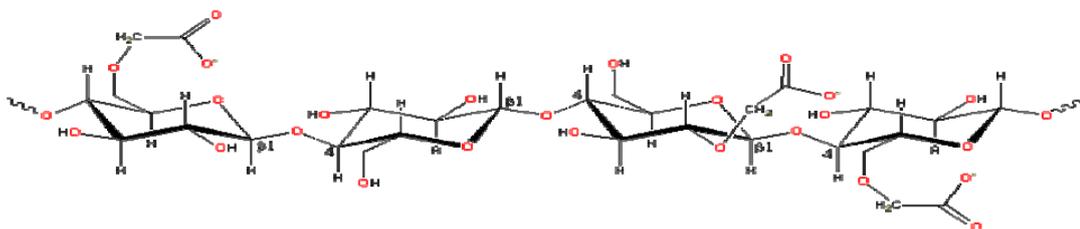


Figura 1. Representação estrutural do carboximetilcelulose (CMC) [14]

A redução do filtrado e da espessura do reboco com o uso do CMC nos fluidos de perfuração é alcançada através da formação de uma película polimérica ao redor das partículas de argila, estabilizando-as e mantendo-as dispersas no meio líquido e o ganho de viscosidade deve-se à hidratação do polímero: o grupo carboximetil (CH₂OCH₂COONa), quando em solução aquosa, libera o íon Na⁺ tornando-se aniônico e livre para hidratar-se. Desta forma, moléculas de água são

adsorvidas às cadeias do polímero, que adquirem uma configuração alongada e elevam a viscosidade do sistema, como mostra a Figura 2. Esta solubilidade ocorre em pHs entre 8,5 e 9,5, condição necessária para ionizar o grupo carboximetil e tornar o polímero solúvel. Em meios ácidos, o grupo carboximetil retorna a sua forma carboxila e o polímero perde em solubilidade [12].

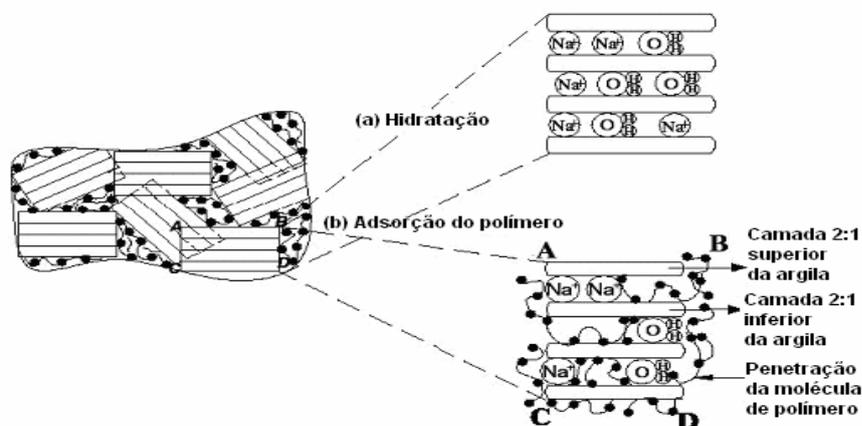


Figura 2. Representação esquemática da (a) hidratação da argila e (b) adsorção do polímero [15].

As características lubrificantes dos fluidos de perfuração também têm especial importância na perfuração de poços, visto que há um desgaste inevitável das partes mecânicas provocado pelo torque e arraste da coluna de perfuração e o seu contato com as paredes da formação que estão sendo perfuradas [16].

A lubricidade é um termo qualitativo que descreve a habilidade de um fluido em evitar a fricção e o desgaste entre superfícies em movimento relativo sob carga, ou seja, os lubrificantes são substâncias que colocadas entre duas superfícies formam uma película protetora que tem como função principal reduzir o atrito, o desgaste, auxiliar no controle da temperatura, proporcionando a limpeza do equipamento, protegendo contra a corrosão decorrente dos processos de oxidação, podendo também, ser agente de transmissão de força e movimento [17].

Os fluidos de perfuração que apresentam características lubrificantes podem proporcionar vários benefícios nas operações de perfuração, como: aumentar a vida útil da broca, aumentar a taxa de perfuração, reduzir o torque, aumentar a estabilidade do poço, diminuir a aderência de massa presa à broca (enceramento) e auxiliar no controle da temperatura [18].

Uma das formas de adequar à lubricidade de fluidos é utilizando aditivos. Os aditivos utilizados para melhorar a lubricidade consistem de compostos de superfícies ativas que possuem afinidade por superfícies que estão em contato. Há formação de um filme que evita o contato entre as superfícies, que poderia ocasionar desgaste sob cargas leves e moderadas [17].

Estudos realizados por [2], mostraram que valores de coeficiente de lubricidade para fluidos de perfuração preparados com 4,28 % de argila apresentam valores próximos de 0,44, enquanto que lamas com óleo emulsificado apresentam coeficiente de lubricidade próximo de 0,15.

Até o presente, não se encontram na literatura estudos referentes à lubricidade e à influência de aditivos poliméricos na lubricidade de fluidos hidroargilosos preparados com argilas bentoníticas de Boa Vista, PB. Desta forma, e considerando a ampla utilização do CMC em fluidos de perfuração na indústria de petróleo e de água, este trabalho tem como objetivo avaliar a influência de aditivos poliméricos sobre o comportamento reológico, de filtração e as propriedades lubrificantes de fluidos de perfuração à base de água e argilas bentoníticas da Paraíba.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 - Materiais

2.2.1 - Argilas Bentoníticas

Foram estudadas três amostras de argilas bentoníticas policatiônicas, denominadas de Bofe (B), Verde-lodo (VL) e Chocolate (C), provenientes da Mina Bravo, localizada no município de Boa Vista, PB. Com essas argilas foram preparadas composições binárias e ternárias escolhidas a partir de estudos realizados por [5], [6]. As composições escolhidas para o desenvolvimento deste trabalho estão apresentadas na Tabela 1.

Para transformação das composições de argilas bentoníticas policatiônicas em sódicas foi utilizado 75 meq de solução concentrada de Na_2CO_3 / 100 g de argila seca. A solução concentrada de Na_2CO_3 foi preparada na concentração de 0,2 g/mL.

Após aditivização das composições de argilas bentoníticas com a solução concentrada de Na_2CO_3 , foi realizada a cura por 5 dias em recipiente fechado.

Tabela 1. Composições binárias e ternárias de argilas bentoníticas.

Composição	Bofe (%)	Verde-lodo (%)	Chocolate (%)
A*	25,0	75,0	0
B*	33,3	66,7	0
C*	50,0	50,0	0
D*	75,0	25,0	0
E**	50,0	0	50,0
F**	66,7	16,6	16,6

* [5] ** [6]

2.1.2 – Aditivos

Foram utilizadas duas amostras de carboximetilcelulose (CMC) de viscosidades diferentes, uma de baixa viscosidade, denominada de CMC BV, e outra de média viscosidade, denominada de CMC MV, fornecidas pela DEVER – Cotia. Ind. e Comércio de Produtos Químicos LTDA. Os aditivos foram utilizados nas concentrações de 0,05 g, 0,10 g e 0,15 g de CMC/24,3 g de argila.

Os fluidos preparados com as composições A e E foram aditivados com o CMC BV, enquanto que os fluidos preparados com as composições B, C, D, e F foram aditivados com o CMC MV.

2.2 - Metodologia

2.2.1 - Preparação dos Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração hidroargilosos foram preparados segundo a norma N-2605 [19], que consiste em adicionar 24,3 g de argila, correspondente a 4,86% em massa, em 500 mL de água deionizada e agitar durante 20 min a uma velocidade de 17.000 rpm, em agitador mecânico da marca Hamilton Beach, modelo 936. A seguir, o fluido permaneceu em repouso durante 24 h em recipiente fechado.

2.2.2 - Estudo Reológico

Para o estudo reológico, o fluido, após 24 h de repouso, foi agitado durante 5 min em agitador mecânico Hamilton Beach modelo 936 na velocidade de 17.000 rpm. Em seguida, o fluido foi transferido para o recipiente do viscosímetro Fann modelo 35 A (Figura 3) com combinação R1 B1 e mola de torção F1, sendo R1 o raio do cilindro externo e B1 o raio do cilindro interno do viscosímetro, com valores de 1,8415 cm e 1,7245 cm, respectivamente. F1 é a constante da mola com valor igual a 1 [20]. Neste equipamento, seis valores de torque foram lidos com taxas de cisalhamento variando de 5,1 a 1022 s⁻¹. O equipamento foi acionado na velocidade de 600 rpm durante 2 min e efetuado a leitura. Logo após, a velocidade foi mudada para 300 rpm e efetuada a leitura após 15 seg. Em seguida, mudou-se a velocidade para 200 rpm e esperou-se estabilizar para efetuar a leitura. O mesmo procedimento foi utilizado para as velocidades de 100 rpm, 6 rpm e 3 rpm. Com os dados de leitura e após tratamento matemático, foram obtidas as equações e traçadas as curvas de fluxo (tensão de cisalhamento x taxa de cisalhamento) dos fluidos estudados.

Para obtenção da força gel inicial, agitou-se o fluido na velocidade de 600 rpm durante 15 seg, mudou-se a velocidade para 3 rpm e deixou o fluido em repouso durante 10 seg e fez-se a

leitura obtendo o valor da força gel inicial (G_0). Em seguida, para a obtenção da força gel final (G_f), o fluido foi deixado em repouso durante 10 min e efetuada a leitura na velocidade de 3 rpm.

As viscosidades aparente e plástica e o limite de escoamento foram obtidos segundo a norma N-2605 [19]. A viscosidade aparente (VA) é o valor obtido na leitura a 600 rpm dividido por 2, dada em cP, e a viscosidade plástica (VP) é a diferença das leituras obtidas a 600 rpm e a 300 rpm, dada também em cP. O limite de escoamento (LE) é a diferença entre a leitura obtida a 300 rpm e o valor da viscosidade plástica, e os resultados são expressos em N/m^2 .



Figura 3. Viscosímetro Fann modelo 35 A.

2.2.3- Coeficiente de Lubricidade

Após o estudo reológico, o fluido foi agitado durante 5 min em agitador mecânico da marca Hamilton Beach, modelo 936. Em seguida, foi determinado o coeficiente de lubricidade (CL) dos fluidos em lubricímetro OFITE (*EPLubricity Tester*) (Figura 4). O equipamento utilizado possui um bloco de teste de aço, que simula a parede do poço, que é pressionado contra o anel de teste por um braço de torque. O torque é medido pela amperagem exigida para girar o anel a determinada velocidade quando o mesmo está imerso no fluido de teste.

O coeficiente de lubricidade foi determinado de acordo com a metodologia do fabricante, que consiste em adicionar o fluido ao recipiente do lubricímetro e acionar a uma rotação inicial de 60 rpm, a torque 0, e aplicar uma força de 150 in/lb por 5 min. Em seguida, efetuar a leitura do torque (Tl) e obter o valor do coeficiente de lubricidade através da equação:

$$CL = \left(\frac{34}{Ta} \right) \left(\frac{Tl}{100} \right)$$

Sendo: 34 a leitura padrão da água; Ta a leitura de calibração do lubricímetro.



Figura 4. Lubricímetro OFITE.

2.2.4 – Determinação do Volume de Filtrado

O volume do filtrado (VF) foi determinado em filtro prensa da marca Fann (Figura 5), com aplicação de uma pressão da ordem de 7,0 kgf/cm² (100 psi) durante 30 minutos. Os resultados são expressos em mL do filtrado.



Figura 5. Filtro prensa da marca Fann.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 - *Fluidos hidroargilosos sem aditivação*

Nas Figuras 6 e 7 estão apresentadas as curvas de fluxo dos fluidos de perfuração estudados, as equações matemáticas que melhor representaram o comportamento reológico dos fluidos e o fator de determinação R^2 , que julga o quanto a nuvem de pontos do gráfico de dispersão aproxima-se de uma curva. Como no caso de variáveis qualitativas, essa medida irá assumir valores de -1 a 1; quanto mais próximo de 1, ou de -1, mais os dados aproximam-se da curva [21].

A análise das curvas de fluxo (Figuras 6 e 7) mostra que os fluidos preparados com as composições A e B apresentaram comportamento binghamiano, enquanto que os fluidos preparados com as composições C, D, E e F apresentaram comportamento pseudoplástico com limite de escoamento (modelo de potência).

Tabela 2. Propriedades reológicas, de filtração e lubricidade dos fluidos de perfuração preparados com as composições de argilas bentoníticas estudadas.

Composição	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m ²)	G _O	G _F	VF (mL)	CL
A	15,5	4,0	23,3	22,0	26,8	15,3	0,50
B	13,0	4,0	18,0	15,0	19,0	15,9	0,50
C	10,8	4,0	14,0	9,0	12,8	15,8	0,51
D	6,2	4,0	4,6	1,0	4,5	18,4	0,49
E	17,9	5,0	25,8	16,8	27,0	13,3	0,52
F	9,8	4,3	11,2	6,8	9,5	15,1	0,53
Especificações [22]	≥ 15,0	≥ 4,0	≤ 1,5 x VP	-	-	≤ 18,0	-

Sendo: VA – viscosidade aparente; VP – viscosidade plástica; LE – limite de escoamento; G_O – gel inicial; G_F – gel final; VF – volume de filtrado e CL – coeficiente de lubricidade.

A análise da Tabela 2 mostra que os fluidos preparados com as composições A e E apresentaram valores de VA, VP e VF de acordo com as especificações da PETROBRAS [22]. O único fluido que não apresentou valor de VF de acordo com a especificação [22] foi o fluido preparado com a composição D.

A análise conjunta dos resultados apresentados na Tabela 2 mostra que o aumento do teor em massa da argila Bofe resultou em uma redução nos valores de VA, LE, G_O e G_F dos fluidos de perfuração, indicando que esta argila favorece a defloculação dos fluidos, ou seja, o aumento da concentração da argila Bofe modifica, muito provavelmente, as interações entre as partículas de argila, tornando essas interações mais fracas e, conseqüentemente, o fluido apresenta menores viscosidade, limite de escoamento e força gel.

Os resultados encontrados para os valores de coeficientes de lubricidade (CL) foram próximos de 0,50, independente da composição de argila. Esses resultados estão de acordo com resultados encontrados para fluidos de perfuração hidroargilosos preparados com 4,28 % de argila [2].

3.2 - Fluidos hidroargilosos com aditivação

Na Figura 8 estão apresentadas as curvas de fluxo das soluções aquosas dos polímeros CMC BV e CMC MV e nas Figuras 9, 10 e 11 as curvas de fluxo obtidas com os fluidos de perfuração preparados como as composições A, B, C, D, E e F, com e sem aditivação polimérica.

A análise das curvas de fluxo apresentadas na Figura 8 mostra que os polímeros CMC BV e CMC MV em solução aquosa apresentaram comportamento binghamiano. Para o polímero CMC BV, a equação da curva foi a mesma para as três concentrações estudadas, por essa razão apenas a equação e a curva para a concentração de 0,10 g do polímero foi apresentada.

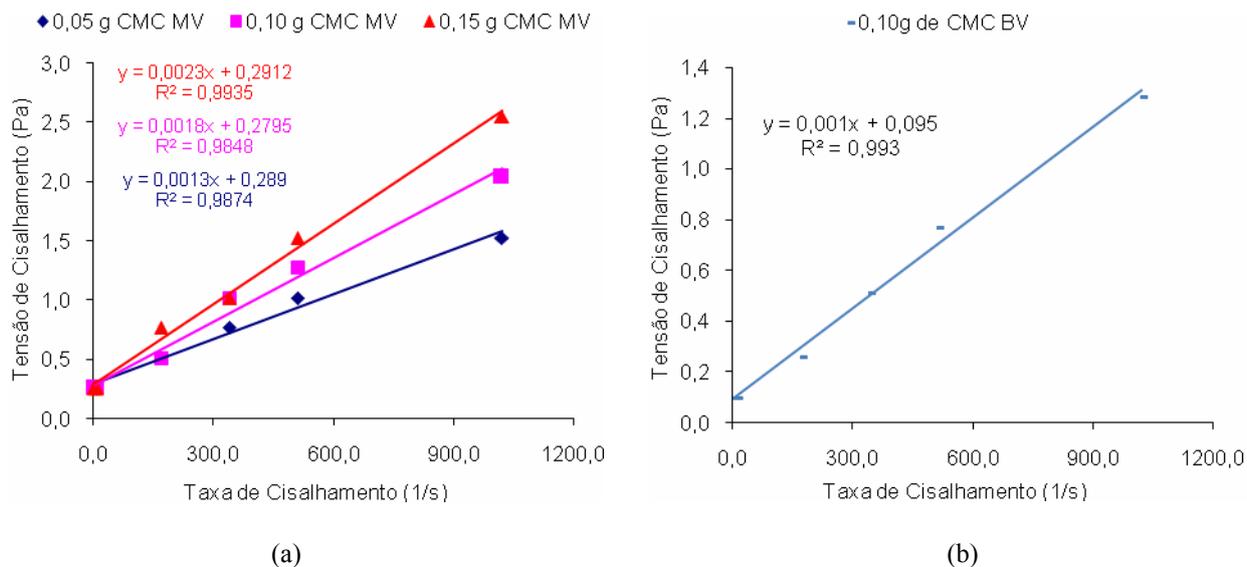


Figura 8. Curvas de fluxo da solução aquosa dos polímeros (a) CMC MV e b) CMC BV.

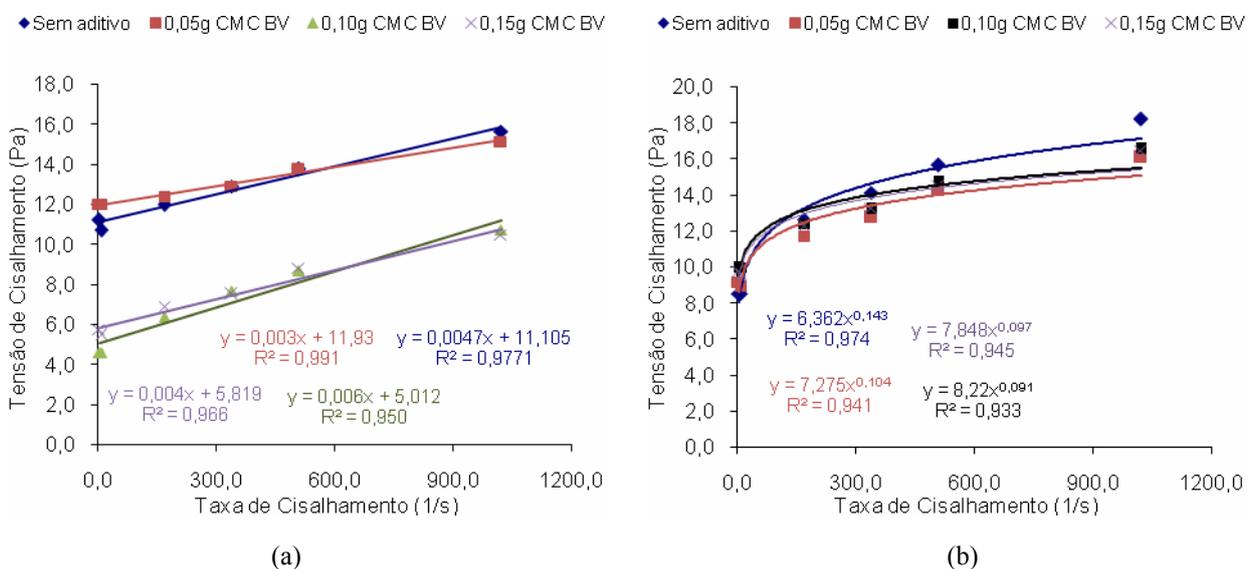


Figura 9. Curvas de fluxo dos fluidos de perfuração preparados com as composições (a) A e (b) E aditivados com CMC BV.

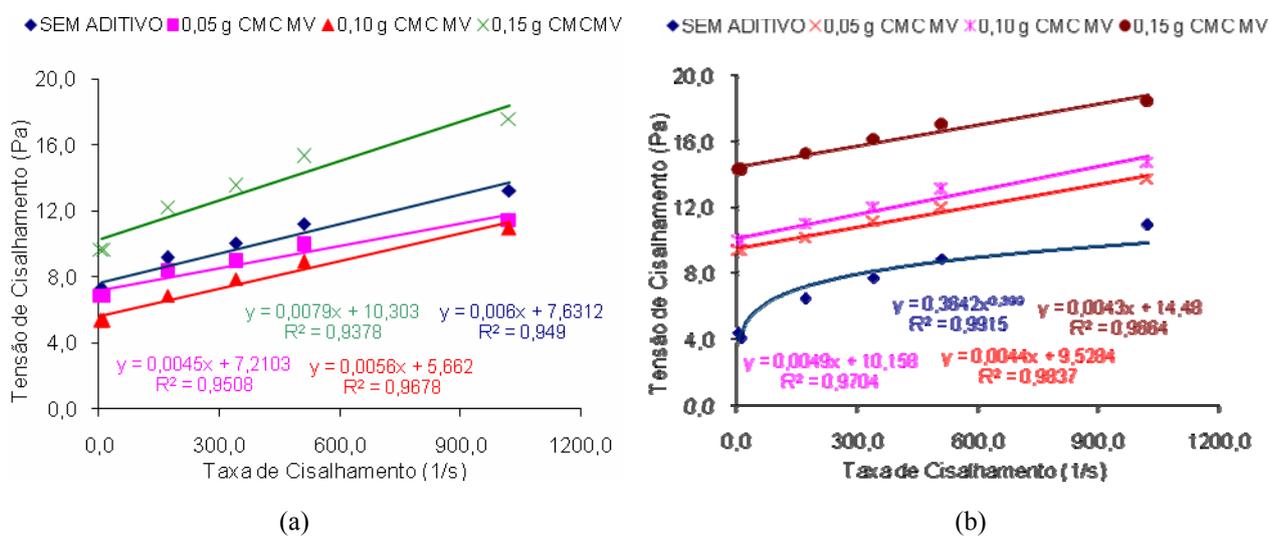


Figura 10. Curvas de fluxo dos fluidos de perfuração preparados com as composições (a) B e (b) C aditivados com CMC MV.

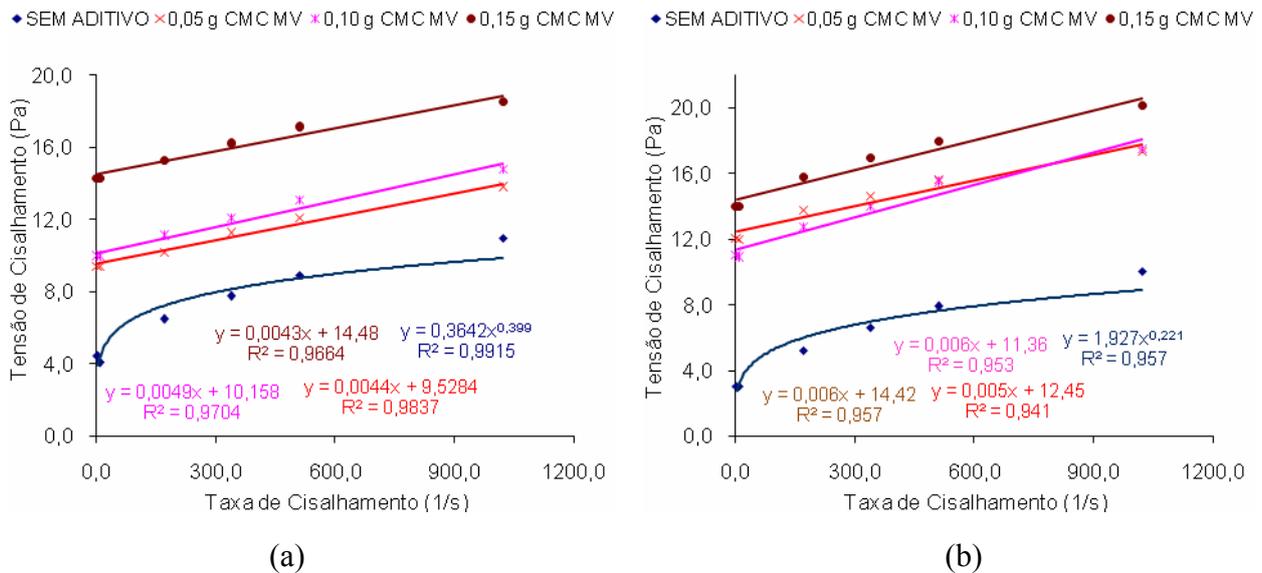


Figura 11. Curvas de fluxos dos fluidos de perfuração preparados com as composições (a) D e (b) F aditivados com CMC MV.

Analisando a Figura 9 observa-se que a adição do CMC BV não influencia o comportamento dos fluidos preparados com as composições A e E.

Avaliando as curvas de fluxo da Figuras 10 e 11, observa-se que a adição do CMC MV altera, em todas as concentrações estudadas, o comportamento dos fluidos preparados com as composições B, C, D e F de pseudoplástico com limite de escoamento para binghamiano.

De uma forma geral, com exceção dos fluidos preparados com a composição E, o comportamento reológico dos CMCs (comportamento binghamiano) estudados sobrepõe o comportamento dos fluidos de perfuração hidroargilosos.

Na Tabela 3, estão apresentados os resultados do estudo do comportamento reológico (VA, VP, LE, G_0 e G_f) e do CL das soluções aquosas dos aditivos CMC BV e CMC MV.

Tabela 3. Propriedades reológicas e coeficiente de lubrificidade das soluções aquosas dos aditivos CMC BV e CMC MV.

Soluções aquosas preparadas com o aditivo CMC BV						
Conc. do polímero	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m ²)	G_0	G_f	CL
0,05g	1,3	1,0	0,6	0,2	0,4	0,35
0,10g	1,3	1,0	0,6	0,2	0,4	0,38
0,15g	1,3	1,0	0,6	0,2	0,4	0,36
Soluções aquosas preparadas com o aditivo CMC MV						
0,05g	1,5	1,0	1,0	0,5	0,6	0,37
0,10g	2,0	1,5	1,0	0,5	0,6	0,37
0,15g	2,5	2,0	1,0	0,5	0,7	0,35

Sendo: VA – viscosidade aparente; VP – viscosidade plástica; LE – limite de escoamento; G_0 – gel inicial; G_f – gel final e CL – coeficiente de lubrificidade

Analisando a Tabela 3, verifica-se que os valores de VA, VP, LE, G_0 , G_f e CL das soluções aquosas do aditivo CMC BV não variaram com a sua concentração, enquanto que, para o polímero CMC MV foram observadas variações muito pequenas apenas em VA e VP com o aumento em massa do polímero. Os demais parâmetros de estudo permaneceram constantes.

Comparando os valores do CL obtidos com as soluções aquosas dos polímeros com o da água (0,33), observa-se que os aditivos, CMC BV e CMC MV, independente da concentração, ocasionam um pequeno aumento na lubricidade da água.

Na Tabela 4 estão apresentados os resultados do estudo do comportamento reológico, de filtração e do coeficiente de lubricidade dos fluidos preparados com as composições binárias A, B, C, D e E e ternária F, com e sem aditivação com os polímeros CMC BV e CMC MV.

Analisando a Tabela 4, observa-se que a adição do CMC MV nos fluidos preparados com as composições B, C, D e F, ocasiona um acréscimo nos valores de VA, LE, G_0 e G_f e uma diminuição nos valores de VF. Pode-se observar também que os aumentos foram mais acentuados nos fluidos preparados com as composições C, D e F.

A adição de CMC BV ao fluido preparado com a composição A ocasiona uma diminuição nos valores das propriedades reológicas e de filtração. A adição do mesmo ao fluido preparado com a composição E não ocasiona mudanças significativas nas propriedades reológicas.

Analisando os resultados de volume de filtrado (Tabela 4), verifica-se que a adição dos dois polímeros estudados ocasiona uma redução muito expressiva nessa propriedade. Visualmente pode-se verificar que o reboco formado apresentava uma espessura fina. Este resultado pode ser devido ao fato dos CMCs MV e BV, principalmente o CMC BV, favorecerem a formação de um reboco com menor permeabilidade, dificultando a passagem de água pelo mesmo.

Com os resultados encontrados pode-se afirmar que a interação polímero/argila é maior nos fluidos que apresenta uma maior quantidade de argila Bofe na composição. Em outras palavras, a interação sinérgica entre o polímero e essa argila é mais acentuada.

Após a aditivação, os fluidos que atenderam as especificações da PETROBRAS [22] foram os preparados com as composições binárias B e D, ambos com 0,15 g de CMC MV, com a composição E, com 0,15g de CMC BV, e com a composição ternária F, com 0,10 e 0,15g de CMC MV.

Os valores de CL dos fluidos aditivados com os CMCs (Tabela 4) foram próximos de 0,50, mostrando que os polímeros CMC BV e CMC MV, nas concentrações estudadas, não influenciam o CL dos fluidos de perfuração hidroargilosos, ou seja, os polímeros não contribuem para a melhoria da capacidade lubrificante de fluidos à base de água e argilas bentoníticas da Paraíba.

Os resultados obtidos estão de acordo com os encontrados por [2] para fluidos hidroargilosos aditivados com polímero. Este fato confirma a confiabilidade dos resultados obtidos com este trabalho, no qual os fluidos foram preparados com concentração de 4,86 % em massa de argila.

Tabela 4. Propriedades reológicas, de filtração e de lubricidade dos fluidos de perfuração preparados com as composições estudadas, com e sem aditivação com os CMCs BV e MV.

Fluidos preparados com a composição binária A							
Conc. de CMC BV(g)	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m²)	G_O	G_F	VF (mL)	CL
0,00	15,4	3,8	23,3	22,3	26,8	15,3	0,50
0,05	14,6	2,7	24,4	24,0	27,7	15,4	0,51
0,10	10,5	4,0	13,0	8,7	11,5	13,6	0,51
0,15	10,3	3,3	14,0	11,3	14,7	11,8	0,51
Fluidos preparados com a composição binária B							
Conc. de CMC MV(g)	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m²)	G_O	G_F	VF (mL)	CL
0,00	13,0	4,0	18,0	15,0	19,0	15,9	0,50
0,05	11,3	3,0	17,0	13,0	15,3	16,0	0,54
0,10	10,7	4,0	13,4	11,0	16,5	14,1	0,51
0,15	17,2	4,0	26,4	19,0	25,7	14,1	0,51
Fluidos preparados com a composição binária C							
Conc. de CMC MV(g)	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m²)	G_O	G_F	VF (mL)	CL
0,00	10,8	4,0	13,6	9,0	12,8	15,8	0,51
0,05	13,5	3,3	20,6	18,5	23,0	16,3	0,51
0,10	14,5	3,3	22,6	19,5	28,0	13,2	0,51
0,15	18,2	2,7	30,8	28,0	30,7	12,9	0,51
Fluidos preparados com a composição binária D							
Conc. de CMC MV(g)	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m²)	G_O	G_F	VF (mL)	CL
0,00	6,2	4,0	4,6	1,0	4,5	18,4	0,49
0,05	11,3	4,3	13,6	10,3	13,7	15,8	0,52
0,10	13,5	4,5	18,0	15,0	21,0	14,1	0,50
0,15	15,0	4,0	22,0	19,5	25,0	13,0	0,53
Fluidos preparados com a composição binária E							
Conc. de CMC BV(g)	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m²)	G_O	G_F	VF (mL)	CL
0,00	17,9	5,0	25,8	16,8	27,0	13,3	0,52
0,05	15,7	3,5	24,6	18,5	25,7	12,9	0,48
0,10	16,3	3,5	25,6	21,0	25,5	11,3	0,48
0,15	16,2	4,0	24,4	19,5	26,0	10,9	0,51
Fluidos preparados com a composição ternária F							
Conc. de CMC MV(g)	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m²)	G_O	G_F	VF (mL)	CL
0,00	9,8	4,3	11,2	6,8	9,5	15,1	0,53
0,05	17,0	3,3	27,6	23,5	33,0	14,5	0,54
0,10	17,3	4,3	26,0	20,5	31,0	13,8	0,48
0,15	19,7	4,3	31,0	27,5	39,0	12,6	0,52
Especificações [22]	≥ 15,0	≥ 4,0	≤ 1,5 x VP	-	-	≤ 18,0	-

Sendo: VA – viscosidade aparente; VP – viscosidade plástica; LE – limite de escoamento; G_O – gel inicial; G_F – gel final; VF – volume de filtrado e CL – coeficiente de lubricidade.

4. CONCLUSÕES

Este trabalho evidenciou que: i) fluidos hidroargilosos, com e sem aditivação polimérica, obtidos a partir de argilas bentoníticas da Paraíba, apresentam comportamento de fluidos binghamiano ou pseudoplástico, dependendo da composição da mistura de argila e aditivo polimérico utilizado em seu preparo; ii) que o CMC de maior tamanho de cadeia contribui positivamente nas propriedades reológicas; iii) os polímeros, principalmente o CMC BV, reduzem o volume o de filtrado; iv) o coeficiente de lubrificidade dos fluidos hidroargilosos é da ordem de 0,50 e v) os polímeros CMC BV e CMC MV não contribuem para a melhoria da capacidade lubrificante dos fluidos.

A partir deste estudo, sugere-se o uso de agentes lubrificantes na formulação de fluidos hidroargilosos. Esta aditivação se faz importante, pois visa prevenir problemas que poderão ocorrer durante a perfuração de poços, a exemplo do aquecimento da coluna de perfuração e da broca devido ao atrito excessivo, enceramento da broca, prisão diferencial, erosão da broca, principalmente em perfurações de areias quartzosas, e ainda uma diminuição na vida útil da broca.

5. AGRADECIMENTOS

À Agência Nacional do Petróleo - ANP, ao PRH-25, à FINEP, ao CTBRASIL, ao CTPETRO, ao CNPq (Processo N^o 010592/2006-2) pelo apoio financeiro e concessão de bolsas Iniciação Científica, à Empresa Bentonit União Nordeste Ltda – BUN pelo fornecimento da argila bentonítica, à Denver-Cotia Indústria e Comércio de Produtos Químicos Ltda., pelo fornecimento dos aditivos estudados e ao LABDES pelo uso de suas instalações físicas.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AMORIM, L.V., *Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo*, Tese de Doutorado em Engenharia de Processos/CCT/UFCG, Dezembro de 2003.
- [2] DARLEY, H.C.H & GRAY, G.R., *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids, Fifth Edition*, Gulf Publishing Company, 1988.
- [3] ACCIOLY, C.V., *Uso de Argilas Esmectíticas em Lamas para Execução de Paredes Diafragma*, Dissertação de Mestrado, DEC/UFPB, Campina Grande, PB. Orientador: Prof. Dr. Heber Carlos Ferreira, 1994.

- [4] BARBOSA, M.I.R, VIANA, J.D, FARIAS, E., AMORIM, L.V. & FERREIRA, H.C., *O Uso de Polímeros no Tratamento e Recuperação de Fluidos de Perfuração Contaminados*, XIII CONGRESSO BRASILEIRO DE ÁGUAS SUBTERRÂNEAS, Cuiabá, MT, 2004.
- [5] VIANA, J.D., *Estudo de Diferentes Processos de Troca de Cátions em Composições Binárias de Argilas Bentoníticas*, Dissertação de Mestrado, PPGCEMat, UFCG, Campina Grande, PB, 2006.
- [6] CAMPOS, L.F.A., *Reologia de Misturas de Esmectitas Tratadas com Aditivos Primários e Secundários para Obtenção de Fluidos de Perfuração*, Qualificação de Doutorado em Engenharia de Processos, UFCG, Campina Grande, PB, 2006.
- [7] BARBOSA, M. I. R., AMORIM, L. V. BARBOZA, K. R. A., FERREIRA, H. C. *Estudo de composições poliméricas para aditivação em fluidos de perfuração à base de água e argila: Resultados preliminares*. Resumo aceito: XVI Congresso Brasileiro de Engenharia Química, 2006.
- [8] LUCKHAM, P.F. & ROSSI, S., *The Colloidal and Rheological Properties of Bentonites Suspension*, *Advances in Colloid and Interface Science*, 82, 43-92 (1999).
- [9] ALDERMAN, N.J., *The Reological Properties of Water-Based Drilling Fluids*, The Royal Society of Chemical Conference, Proceedings of the 3th International Symposium Chemical in Oil Industry, p.33-49, 1998.
- [10] HUGHES, T. L., JONES, T. G. J. & HOUWEN, O. H., *SPE Drilling & Completion* (1993) 157-163.
- [11] PEREIRA, E., *Química dos Polímeros e Aplicações - Parte IV*, disponível em www.systemmud.com.br, acesso em 08/07/2002.
- [12] PEREIRA, E., *Química dos Polímeros e Aplicações – Partes I, II, III e IV*, Disponível em: www.systemmud.com.br, Acesso em: janeiro, 2006.
- [13] CHILLINGAR, G. V. & RAYEN, C. *Drilling fluids: State of the art* .Journal of Petroleum Science and Engineering I4, 22 1-230, 1996.
- [14] CHAPLIN, M. *Water structure and behavior: Carboxymethylcellulose (CMC)*. Disponível em: www.lsbu.ac.uk/water/hycmc.html. Acesso em 29 janeiro 2006.
- [15] INYANG, H. I. & BAE, S. *Polyacrylamide sorption opportunity on interlayer and external pore surfaces of contaminant barrier clays*. Chemosphere 58, 19–31, 2005.
- [16] FARIAS, K. V., PEREIRA, M. S., SILVA, A. R. V., AMORIM, L. V., FERREIRA, H. C., *Estudo do Comportamento Reológico e do Coeficiente de Lubricidade dos Fluidos Hidroargilosos*, XV Encontro Nacional de Perfuradores de Poços, 2007

- [17] GOMES, H.O. Filho, J.F.O., *Metodologia de Avaliação da Lubricidade de Óleo Diesel*, In: Encontro para a Qualidade de Laboratórios, junho de 2005, São Paulo.
- [18] PEREIRA, M. S., *Efeitos de Aditivos Poliméricos no Coeficiente de Lubricidade de Fluidos Hidroargilosos*, Relatório Parcial PIBIC/CNPq, Orientadora: Prof^a Luciana Viana Amorim, 2007.
- [19] PETROBRAS, *Argila Aditivada para Fluido de Perfuração à Base de Água na Exploração e Produção de Petróleo*, Método, N -2605 (1998a).
- [20] MACHADO J. C. V., *Reologia e Escoamento de Fluidos*. Editora Interciência, RJ, 2002.
- [21] BUSSAB, W.O. & MORETTIN, P.A., *Estatística Básica*, 4. ed, São Paulo, 1987.
- [22] PETROBRAS, *Argila Aditivada para Fluido de Perfuração à Base de Água na Exploração e Produção de Petróleo*, Especificação, N -2604 (1998b).