

ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA DE FLUIDOS HIDROARGILOSOS ADITIVADOS COM UM COMPOSTO POLIMÉRICO

Maria Ingrid R. Barbosa¹; Luciana V. Amorim²; Eugenio Pereira³ & Heber Carlos Ferreira⁴

Resumo – Este trabalho objetiva avaliar a viabilidade técnica de fluidos hidroargilosos aditivados com um composto polimérico. Para tanto, foi desenvolvido um composto polimérico formado pela mistura de dois e três polímeros, e avaliados os efeitos da concentração de argila e do composto polimérico no desempenho dos fluidos. Os resultados evidenciaram que os fluidos preparados com a menor concentração de argila e maior concentração do composto polimérico apresentam melhor desempenho e atendem adequadamente às propriedades especificadas pela PETROBRAS para uso na perfuração de poços.

Abstract – The aim of this work is to evaluate the technical viability of water based drilling fluids treated with a polymeric compound. For that a polymeric compound made from a mix of two and three polymer was developed. Therefore, the effects of clay as well as polymeric compound concentration over fluids performance have been evaluated. The results show that a better performance can be achieved when the fluids are prepared with low concentration of clay and high concentration of polymeric compound. Besides these fluids satisfy properties specified by PETROBRAS to drilling wells activities.

Palavras-Chave – Argila bentonítica; composto polimérico; fluidos de perfuração.

¹ Mestre em Ciência e Engenharia de Materiais/UFCG, Bolsista PRH-25/ANP, ingridroch@gmail.com

² Pesquisadora Visitante – PRH-25/ANP/UFCG, Av. Aprígio Veloso, 882, Bodocongó, 58109-970, Campina Grande - PB, (83) 3310-1106
luciana@cct.ufcg.edu.br

³ System Mud Indústria e Comércio Ltda., Rua Otávio Muller, 204, Ressacada, 88307-610, Itajaí - SC, (47) 3346-5510, eugenio@systemmud.com.br

⁴ Unidade Acadêmica de Engenharia de Materiais/UFCG, heber@dema.ufcg.edu.br

INTRODUÇÃO

De uma maneira geral, os fluidos de perfuração, ou lamas, são sistemas multifásicos que podem conter água, material orgânico, sais dissolvidos e sólidos em suspensão nas mais diversas proporções (Serra, 2003).

Os fluidos de perfuração à base de água são formados, geralmente, pela mistura de argilas bentoníticas e vários tipos de polímeros (naturais e/ou sintéticos), introduzidos de acordo com as condições da formação geológica onde o poço está sendo perfurado (Amorim, 2003). Para perfurações simples e pouco profundas, um fluido constituído de água e argila bentonítica em baixa concentração é adequado. Contudo, em situações de difícil perfuração e/ou em grandes profundidades, é necessário um fluido mais elaborado, com introdução de vários aditivos (Amorim, 2006). Cada tipo de aditivo possui características diferentes, visando adequar as várias propriedades do fluido às condições de operação da perfuração do poço, ou seja, cada tipo de aditivo atende a propriedades específicas, mas não se consegue adequar à todas as propriedades necessárias (Barbosa, 2006).

O bom desempenho de um fluido de perfuração depende do controle das suas propriedades, como: densidade, viscosidade, taxa de filtração, teor de areia, etc. Suas principais funções são: limpeza do poço; manutenção dos detritos em suspensão quando a circulação for interrompida; equilíbrio das pressões de subsuperfície; equilíbrio das paredes do poço evitando desmoronamentos; impermeabilização das paredes do poço; lubrificação da broca e da coluna de perfuração e redução da temperatura causada pelo atrito das ferramentas.

Atualmente, o desenvolvimento de fluidos de perfuração está cada vez mais especializado, de forma que todas as propriedades necessárias aos fluidos sejam adquiridas por meio da incorporação de aditivos desenvolvidos especialmente para corrigir e/ou melhorar o desempenho dos fluidos durante a operação de perfuração de poços, garantindo, assim, o sucesso da perfuração (Barbosa, 2006).

No Brasil, as argilas bentoníticas comumente utilizadas no preparo de fluidos de perfuração são provenientes dos depósitos localizados no Município de Boa Vista, PB. Esses depósitos são explorados há mais de 40 anos e, com isso, algumas variedades de argila não são mais encontradas, a exemplo das argilas de cor vermelha e verde-claro. Nos dias atuais, podem ser encontradas em grandes quantidades as variedades das cores chocolate, verde-lodo e creme.

Atualmente, as argilas utilizadas como agente viscosificante e tixotrópico em fluidos para perfuração rotativa de poços são originadas a partir da mistura de duas ou três variedades de argila, sendo a de cor chocolate utilizada em maior quantidade por apresentar melhor resposta ao tratamento com Na_2CO_3 . Por esse motivo, essa argila é classificada como uma argila de boa

qualidade, enquanto que as demais são classificadas como argilas de qualidade inferior, sendo empregadas, por exemplo, como aglomerantes para areias de fundição e leito de dejetos animais.

Como conseqüência do processo de mineração, os produtos industrializados apresentam queda nas suas propriedades e a maioria não atende as especificações da PETROBRAS (1998) para uso em fluidos de perfuração à base de água. Segundo as especificações vigentes, a bentonita, para ser utilizada no preparo de fluidos de perfuração à base de água, deve atender a valores mínimos dos parâmetros reológicos (propriedades reológicas) e de filtração: $VA \geq 15,0$ cP, $VP \geq 4,0$ cP, $LE \leq 1,5 \times VP$ e $VF \leq 18,0$ mL .

Para tentar melhorar a qualidade dos fluidos de perfuração preparados com essas argilas bentoníticas, é freqüente a prática de aditivação do fluido, que ocorre durante a sua preparação nos tanques de lama ou mesmo durante a operação de perfuração, quando é detectada a necessidade de adequação das suas propriedades. Os aditivos são incorporados um a um, de acordo com a propriedade a ser corrigida/otimizada, tornando necessário um tempo maior para conclusão do processo de perfuração.

A prática de aditivação do fluido pode se tornar mais rápida com a utilização de um composto polimérico, formado pela mistura de polímeros de diferentes características. A principal razão para a utilização de compostos poliméricos (composições binárias e ternárias de polímeros), deve-se à possibilidade de combinar as propriedades de duas ou mais matérias-primas com características diferentes, visando obter um produto com propriedades adequadas. Em outras palavras, com a mistura de polímeros, é possível obter um composto que possibilite o desempenho adequado das propriedades do fluido (viscosidades aparente e plástica, limite de escoamento e volume de filtrado) (Barbosa, 2006).

Sendo assim, este trabalho objetiva avaliar a viabilidade técnica de fluidos hidroargilosos aditivados com um composto polimérico.

MATERIAS

Argilas Bentoníticas

Foi estudada uma amostra de argila bentonítica sódica, composta pela mistura das argilas de cor creme e verde-lodo, conhecidas por Bofê e Verde-Lodo, respectivamente, provenientes das jazidas de Boa Vista, PB, industrializada e fornecida pela Empresa Bentonit União Nordeste Ltda – BUN, situada na Avenida Assis Chateaubriand, 3877, Campina Grande, PB.

Composto Polimérico

O desenvolvimento do composto polimérico foram selecionadas três (03) amostras de aditivos poliméricos: duas (02) amostras de carboximetilcelulose (CMC), sendo uma amostra de alta viscosidade, denominada de CMC AV, e uma amostra de baixa viscosidade, denominada de CMC BV e uma amostra de poliacrilamida parcialmente hidrolisada de alto peso molecular, denominada de PAM, escolhidas a partir de estudos preliminares (Barbosa, 2005).

Um aditivo polimérico comercial, composto pela mistura de CMC e poliacrilamida, foi utilizado como aditivo padrão para comparação dos resultados.

As amostras de CMC foram fornecidas pela Empresa Denver-Cotia Indústria e Comércio de Produtos Químicos Ltda., localizada na Estrada Fernando Nobre, 600-A, Rio Cotia, Cotia, SP, e as amostras de PAM e do aditivo comercial (padrão) foram fornecidas pela Empresa System Mud Indústria e Comércio Ltda, localizada na Rua Otávio Muller, 204, Carvalho, Itajaí, SC. A Tabela 1 apresenta os dados técnicos dos polímeros.

Tabela 1 – Dados técnicos dos polímeros utilizados no desenvolvimento do composto polimérico.

Amostras	Dados técnicos				
	Função	Aplicação	Composição	Tamanho de cadeia	Viscosidade (cP)
CMC AV	Viscosificante	Água doce	CMC de sódio	Longa	3200*
CMC BV	Defloculante e redutor de filtrado	Água doce	CMC de sódio	Curta	260***
PAM	Viscosificante	Água doce e salgada	Copolímero de acrilato de sódio e acrilamida	Longa	3200*

*Viscosidade medida em viscosímetro Brookfield LVF a 30 rpm, pino 3, solução aquosa 1% com correção de umidade.

**Viscosidade medida em viscosímetro Brookfield LVF a 30 rpm, pino 2, solução aquosa 1% com correção de umidade.

***Viscosidade medida em viscosímetro Brookfield LVF a 30 rpm, pino 2, solução aquosa 1% com correção de umidade.

METODOLOGIA

Dimensionamento de Composições do Composto Polimérico

As composições do composto polimérico foram formuladas com os polímeros PAM, CMC BV e CMC AV empregando a metodologia de modelagem de misturas do planejamento experimental proposta por Cornell (1990). Para definir as composições foi utilizado um planejamento em rede simplex {3,2}, aumentado com pontos no interior, totalizando dez composições. As composições estão apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Dimensionamento das composições do composto polimérico.

<i>Composições</i>	<i>PAM (%)</i>	<i>CMC BV (%)</i>	<i>CMC AV (%)</i>
1	100	0	0
2	0	100	0
3	0	0	100
4	50	50	0
5	50	0	50
6	0	50	50
7	33,33	33,33	33,33
8	66,66	16,66	16,66
9	16,66	66,66	16,66
10	16,66	16,66	66,66

Preparação dos Fluidos de Perfuração

A preparação dos fluidos de perfuração seguiu as seguintes etapas: i) inicialmente, a argila bentonítica foi misturada manualmente com o composto polimérico em pó, nas composições estudadas (Tabela 2); ii) essa mistura foi adicionada à água deionizada sob agitação a velocidade de 10.000 rpm e iii) após a adição da bentonita aditivada com o composto polimérico, o fluido permaneceu sob agitação a 17.000 rpm durante 20 minutos. Foi utilizado um agitador de alta rotação da marca Hamilton Beach, modelo 936. Após preparação, os fluidos permaneceram em repouso durante 24 h.

Os fluidos foram preparados com concentração de 4,86 % e 2,5 % em massa de argila. As velocidades de agitação, o tempo de agitação e o agitador são os recomendados pela norma N-2605 (PETROBRAS, 1998a).

A mesma metodologia foi seguida para os fluidos preparados com a argila bentonítica sem aditivação e aditivada com o aditivo polimérico comercial.

O composto polimérico, nas composições estudadas, foi adicionado à argila bentonítica nos teores de 0,10 g para 4,86 % de argila seca e de 0,60 g para 2,5 % de argila seca. No texto estas concentrações serão tratadas por 0,10 g e 0,60 g.

Estudo Reológico dos Fluidos de Perfuração

O estudo reológico dos fluidos foi realizado determinando as viscosidades aparente (VA) e plástica (VP) e o limite de escoamento (LE), em viscosímetro Fann 35A, e o volume de filtrado em filtro prensa Fann, de acordo com a norma N-2605 (PETROBRAS, 1998a).

Estudo Estatístico

Na representação do ajuste de valores de resposta (VA, VP, VF e LE), utilizou-se os modelos linear (Equação 1), quadrático (Equação 2) e cúbico (Equação 3), para a escolha de modelos estatisticamente significativos,

$$Y (x_1, x_2, x_3) = b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 \quad (1)$$

$$Y (x_1, x_2, x_3) = b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_{12}x_1x_2 + b_{13}x_1x_3 + b_{23}x_2x_3 \quad (2)$$

$$Y (x_1, x_2, x_3) = b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_{12}x_1x_2 + b_{13}x_1x_3 + b_{23}x_2x_3 + b_{123}x_1x_2x_3 \quad (3)$$

sendo: Y a estimativa da resposta VA, VP, VF e LE, b o coeficiente da equação determinado conforme Cornell (1990) e x a proporção dos componentes na mistura.

Otimização Matemática

As equações de regressão foram sujeitas às restrições apresentadas pelas especificações da PETROBRAS (1998) para fluidos à base de água e argila utilizados na perfuração de poços de petróleo, que são: $VA \geq 15,0$ cP, $VP \geq 4,0$ cP, $LE \leq 1,5 \times VP$ e $VF \leq 18,0$ mL.

A solução simultânea das equações de regressão, sujeitas a estas restrições, foi calculada usando o software MATLAB (6.5). Em termos gráficos, representado em diagrama triangular dos componentes, trata-se de encontrar a intersecção das superfícies de resposta das várias propriedades, sendo possível a determinação da região viável que conduzirá a composições que satisfazem todas as restrições e que são adequadas para produzir fluidos de acordo com as especificações da PETROBRAS (1998).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Análise reológica

Nas Tabelas 3 e 4, estão apresentados os valores de VA, VP, VF e LE dos fluidos preparados com a bentonita, nas concentrações de 4,86 % e 2,5 %, aditivada com o composto polimérico nos teores de 0,10 g e 0,60 g e com o aditivo polimérico comercial, respectivamente

Tabela 3 - Propriedades reológicas e de filtração dos fluidos preparados com 4,86 % em massa de argila aditivada com o composto polimérico.

Teor de composto polimérico (g)	Composição	VA (cP)	VP (cP)	VF (mL)	LE (N/m ²)
----	---	11,0	4,5	17,4	6,5
0,10	1	34,5	9,0	17,4	25,5
	2	9,5	5,0	14,6	4,5
	3	14,0	5,0	14,0	9,0
	4	23,8	9,0	16,1	14,8
	5	27,0	9,0	14,4	18,0
	6	11,5	4,5	14,0	7,0
	7	21,3	8,5	15,4	12,8
	8	33,0	9,0	15,6	24,0
	9	12,8	5,8	14,5	7,0
	10	18,5	5,5	15,2	13,0
Fluidos preparados com a argila aditivada com o aditivo polimérico comercial					
0,10	-	13,5	5,5	16,4	8
Especificações (PETROBRAS, 1998)		≥15,0	≥4,0	≤18,0	≤1,5 x VP

A aditivação polimérica da argila bentonítica, de modo geral, melhora as propriedades dos fluidos de perfuração, quando comparado ao resultado do fluido preparado com a bentonita sem aditivação polimérica. Quando os aditivos poliméricos são adicionados em meio aquoso, estes são dispersos fazendo com que a cadeia polimérica seja hidratada e assuma 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 tem a presença de 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-as e fazendo com que ocorra uma repulsão mútua entre elas, tornando o sistema disperso, defloculado ou estável. Porém, para elevados valores de VA, que caracteriza um estado floculado, há uma redução na distância entre as partículas de argila devido a sua adsorção às cadeias dos polímeros e, quanto maior o tamanho da cadeia polimérica, maior o estado de

floculação alcançado, pois várias partículas adsorvem na mesma cadeia gerando o fenômeno de encapsulamento (Amorim, 2003).

Uma análise geral da Tabela 3, que apresenta os resultados referentes aos fluidos de perfuração preparados com 4,86 % em massa de argila, mostra que as composições 1, 4, 5, 7, 8 e 10 apresentam os melhores resultados. Dentre elas, as composições 4, 7 e 10 evidenciam a interação entre os polímeros que compõem a mistura, com resultados satisfatórios que atendem as especificações da PETROBRAS para fluidos de perfuração à base de água (1998), enquanto que as composições 1, 5 e 8, conduzem o sistema a um estado de maior floculação, por apresentarem uma maior quantidade de PAM. Os altos valores de LE obtidos com estes fluidos resultam do elevado teor de sólidos presente em sua composição, visto que o LE depende da VP dos fluidos e que esta propriedade é uma medida da fricção resultante do choque das partículas entre si e, portanto, quanto maior o teor de sólidos, maior a tensão cisalhante necessária para que este inicie o escoamento.

Os fluidos preparados com 4,86% em massa de argila aditivados com a composição 1 (100% de PAM) conduz o sistema argila-água a um estado de floculação elevado. Esse comportamento deve-se ao fato de que a PAM é um polímero aniônico, de cadeia muito longa, que tem como principal função a doação de viscosidade aos fluidos. O mesmo acontece com os fluidos preparados com a argila aditivada com as composições 5 (50% PAM + 50% CMC AV) e 8 (66,66% PAM + 16,66% CMC BV + 16,66% CMC AV). Esse tipo de comportamento indica que polímeros de cadeia muito longa formam estruturas tridimensionais com as partículas de argila, evidenciado pelo forte efeito exercido sobre a VA das suspensões argilosas (Heller e Keren, 2002).

Para os fluidos preparados com 4,86 % em massa de argila aditivada com a composição 2 (100% CMC BV) observa-se redução em VA e VF, comparado ao resultado obtido com o fluido preparado com a argila sem aditivo polimérico. Esse comportamento deve-se ao fato do CMC BV ser um polímero de cadeia curta, que possui como principal função reduzir a taxa de filtração (Amorim, 2003). Polímeros de cadeia curta agem geralmente como defloculantes, pois proporcionam neutralização de parte das cargas positivas das partículas de argila, uma a uma, recobrando-as nas extremidades e aumentando a distância entre elas (Pereira, 2002).

Com a concentração de 0,10 g da composição 7 (33,33% PAM + 33,33% CMC BV + 33,33% CMC AV) obtem-se fluidos que atendem adequadamente a todas as especificações (PETROBRAS, 1998). O comportamento observado por estes fluidos, evidencia a interação entre os três aditivos que compõem a mistura, confirmando as funções para as quais cada tipo de aditivo é indicado.

Para os fluidos preparados com 2,5 % em massa de argila (Tabela 4), observa-se que os melhores resultados são obtidos quando a argila é aditivada com as composições 5, 7, 8 e 10, satisfazendo a todas as propriedades especificadas (VA, VP, VF e LE) pela PETROBRAS (1998)

para uso em fluidos de perfuração de poços de petróleo. Ao contrário dos fluidos preparados com 4,86 % em massa de argila, os fluidos com 2,5 % em massa de argila apresentam valores de LE que satisfazem as especificações da PETROBRAS (1998). O teor de sólidos, cujo valor deve ser mantido no mínimo possível, é uma propriedade que deve ser controlada com rigor porque o seu aumento implica no aumento de várias outras propriedades, tais como densidade, viscosidade e forças géis, além de aumentar a probabilidade de ocorrência de problemas como desgaste dos equipamentos de circulação, fratura das formações devido à elevação das pressões de bombeio ou hidrostática, prisão da coluna e redução da taxa de penetração (Thomas, 2001).

Tabela 4 – Propriedades reológicas e de filtração dos fluidos preparados com 2,5 % em massa de argila aditivada com o composto polimérico.

Teor de composto polimérico (g)	Composição	VA (cP)	VP (cP)	VF (mL)	LE (N/m ²)
---	---	1,9	1,5	26,3	0,4
0,60	1	13,9	8,3	16,6	5,6
	2	6,8	5,5	15,9	1,3
	3	14,2	8,8	17,3	5,4
	4	13,4	8,8	17,3	4,6
	5	16,7	10,0	17,8	6,7
	6	10,4	6,8	16,7	3,6
	7	15,3	9,5	16,9	5,8
	8	15,0	9,5	16,2	5,5
	9	12,5	8,5	17,5	4,0
	10	16,8	10,0	16,3	6,8
Fluidos preparados com a argila aditivada com o aditivo polimérico comercial					
0,60	-	12,8	9,5	16,0	2,8
Especificações (PETROBRAS, 1998)		≥15,0	≥4,0	≤18,0	≤1,5 x VP

Em revisão apresentada por Heller e Keren (2002) e como observado por Somasudaran et al. (1996), polímeros aniônicos, como a PAM, podem flocular suspensões de argila pela formação de pontes entre as partículas, porém essa floculação depende de propriedades dos polímeros, tais como peso molecular (PM) e densidade de carga. Quanto maior o PM e a densidade de carga, maior a probabilidade de formação de pontes entre partículas.

Segundo Pereira (2002), a PAM é um dos polímeros mais utilizados no setor de poços de água por contribuir fortemente na doação de viscosidade ao fluido. Porém, o estado de floculação apresentado pelos resultados indica que a incorporação de quantidade elevada deste aditivo proporciona a formação de pontes. Como observado por Amorim et al. (2003) e Barbosa et al. (2004), as longas cadeias poliméricas da PAM adsorvem nas superfícies das partículas de argila diminuindo as distâncias entre elas levando à floculação do sistema.

Comparando os resultados dos fluidos preparados com a argila aditivada com os polímeros isolados, composições 1 (100% de PAM), 2 (100% de CMC BV) e 3 (100% de CMC AV), com os resultados obtidos com os fluidos preparados com a argila aditivada com as composições 4 (50% de PAM + 50% de CMC BV), 7 (33,33% de PAM + 33,33% de CMC BV + 33,33% de CMC AV) e 10 (16,66% de PAM + 16,66% de CMC BV + 16,66% de CMC AV), é possível observar a influência de cada tipo de polímero sobre o comportamento reológico dos fluidos de perfuração, ou seja, que o CMC BV atua diminuindo o VF enquanto o CMC AV e a PAM atuam na viscosificação dos fluidos, sendo estes comportamentos definidos de acordo com a natureza e características dos polímeros, sendo o tamanho da cadeia fator determinante.

Comparando os resultados dos fluidos preparados com 4,86 % e 2,5 % em massa de argila aditivada com o composto polimérico com os fluidos preparados com a argila aditivada com o aditivo polimérico comercial, observa-se que a aditivação da argila com o composto polimérico, de modo geral, corrige mais adequadamente as propriedades reológicas e de filtração dos fluidos, obtendo-se valores de VA, VP, LE e VF de acordo com as especificações (PETROBRAS, 1998).

A análise conjunta dos resultados mostra que os fluidos preparados com 2,5 % em massa de argila aditivada com 0,6 g das composições 5 (50% PAM + 50% CMC AV), 7 (33,33% PAM + 33,33% CMC BV + 33,33% CMC AV), 8 (66,66% PAM + 16,66% CMC BV + 16,66% CMC AV) e 10 (16,66% PAM + 16,66% CMC BV + 66,66% CMC AV) apresentam melhor desempenho na correção/melhoria das propriedades reológicas e de filtração, evidenciando o benefício de se fazer uso de misturas de polímeros para obtenção de um composto com propriedades adequadas para aditivação de bentonitas. Além disso, os resultados mostram que as argilas de qualidade inferior encontradas nos jazimentos de Boa Vista, PB, a exemplo das argilas Bofe e Verde-lodo, atualmente empregadas em aplicações menos nobres, como aglomerantes para areias de fundição, podem ser utilizadas na preparação de fluidos à base de água para perfuração de poços desde que aditivadas com um composto polimérico.

Análise estatística

Os resultados de comportamento reológico e de filtração apresentados pelos fluidos estudados foram usados para calcular, iterativamente, até serem obtidos modelos estatisticamente significativos, os coeficientes das equações de regressão que relacionam VA, VP, VF e LE com as proporções dos polímeros presentes no composto polimérico. Os modelos foram ajustados para representar as respostas sobre uma superfície, com o objetivo de encontrar modelos que descrevam

o comportamento reológico das misturas com a menor margem de erro possível, quando comparados com os resultados reais dos experimentos.

A avaliação da eficiência dos modelos foi feita por meio da análise dos parâmetros estatísticos principais, teste F, valor p, coeficiente de múltipla determinação (R^2) e coeficiente de múltipla determinação ajustado (R^2_A), das propriedades VA, VP, LE e VF. De acordo, com essas estatísticas e com os resultados experimentais foram obtidas equações de regressão de acordo com os modelos linear, quadrático e cúbico especial, correlacionando as proporções dos polímeros presentes no composto polimérico com VA, VP, VF e LE (Tabela 5).

Tabela 5 – Modelos matemáticos codificados para as propriedades reológicas, VA,VP, LE e VF dos fluidos preparados com argila aditivada.

4,86 % em massa de argila aditivada com 0,10 g do composto polimérico
$VA = 37,64P_1^* + 9,07P_2 + 15,04P_3^*$
$VP = 9,00P_1^* + 4,90P_2^* + 4,82P_3^* + 7,81P_1P_2 + 7,64P_1P_3 - 2,55P_2P_3$
$LE = 27,09P_1^* + 3,76P_2^* + 9,82P_3^*$
$VF = 17,26P_1^* + 14,46P_2^* + 14,25P_3^* - 0,16P_1P_2 - 4,96P_2P_3 - 0,98P_1P_3 + 18,21P_1P_2P_3$
2,5 % em massa de argila aditivada com 0,60 g do composto polimérico
$VA = 13,53P_1^* + 6,97P_2^* + 14,57P_3^* + 11,81P_1P_2 + 10,61P_1P_3 + 0,68P_2P_3 + 42,56P_1P_2P_3$
$VP = 8,16P_1^* + 5,63P_2^* + 8,93P_3^* + 7,58P_1P_2 + 5,79P_1P_3 - 0,86P_2P_3 + 24,78P_1P_2P_3$
$LE = 5,34P_1^* + 1,26P_2 + 5,54P_3^* + 5,39P_1P_2 + 5,78P_1P_3 + 2,8P_2P_3$
$VF = 16,39P_1^* + 16,21P_2^* + 17,11P_3^* + 4,41P_1P_2 + 2,61P_1P_3 + 0,65P_2P_3 - 20,75P_1P_2P_3$

Sendo: P_1 , P_2 e P_3 – proporções dos polímeros PAM, CMC BV e CMC AV, respectivamente.

* Estatisticamente significativos ao nível de 95,0 % de confiança.

Analisando os termos estatisticamente significativos dos modelos matemáticos apresentados, observa-se que as frações de polímeros possuem efeito sinérgico nos valores de VA, VP, VF e LE. Esse efeito pode ser confirmado pelos resultados experimentais, por meio dos quais se percebe a influência de cada tipo de aditivo nas propriedades. É importante ressaltar que esses resultados são significativos ao nível de 95% de confiança.

Em todas as equações de regressão obtidas para os modelos, percebe-se a forte influência da PAM (P_1) sobre as propriedades reológicas e de filtração dos fluidos. Além disso, os dados reológicos evidenciaram a ação de cada um dos aditivos e sua influência sobre as viscosidades aparente (VA) e plástica (VP) e sobre o volume de filtrado (VF); os polímeros de alta viscosidade

(PAM e CMC AV) atuam mais fortemente no aumento das viscosidades, enquanto que o de baixa viscosidade (CMC BV) age na redução das perdas por filtração.

As Figuras 1 e 2 apresentam as curvas de nível, referentes à projeção das superfícies de resposta, calculadas para os valores de VA, VP, VF e LE, para os fluidos preparados com 4,86% em massa de argila aditivada com 0,10 g do composto polimérico e com 2,5% em massa de argila aditivada com 0,60 g do composto polimérico, respectivamente. Nestas figuras, visualiza-se a influência individual de cada polímero sobre as propriedades analisadas, além da influência da concentração dos aditivos poliméricos que compõem a mistura.

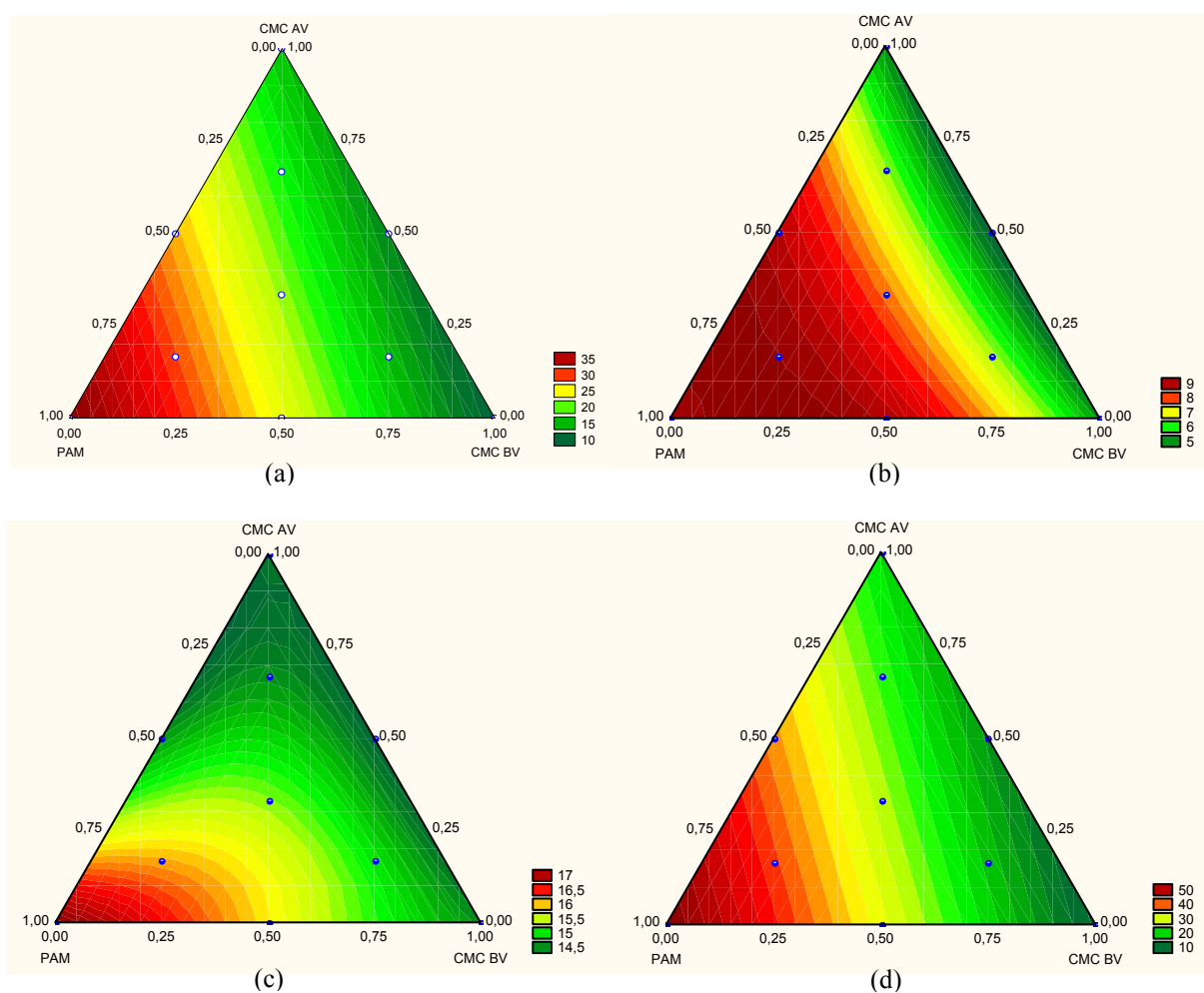


Figura 1 – Superfícies de resposta para os fluidos preparados com 4,86% em massa de argila aditivada com 0,60g do composto polimérico para (a) VA, (b) VP, (c) VF e (d) LE.

De acordo com as Figuras 1 (a), 1 (b), 2 (a) e 2 (b), observa-se que os maiores valores de VA e VP encontram-se para as composições localizadas próximas ao vértice referente a PAM, ou seja, que o aumento na fração mássica desse polímero conduz à elevação das viscosidades, uma vez que polímeros de cadeia muito longa têm como função a viscosificação do sistema (Pereira,2002) e, conseqüentemente, quanto maior a sua concentração no fluido, maior será o aumento nos valores de

VA e VP, como observado anteriormente. O mesmo comportamento pode ser observado para o LE (Figuras 1 e 2 (d)), visto que essa propriedade é dependente da VP dos fluidos.

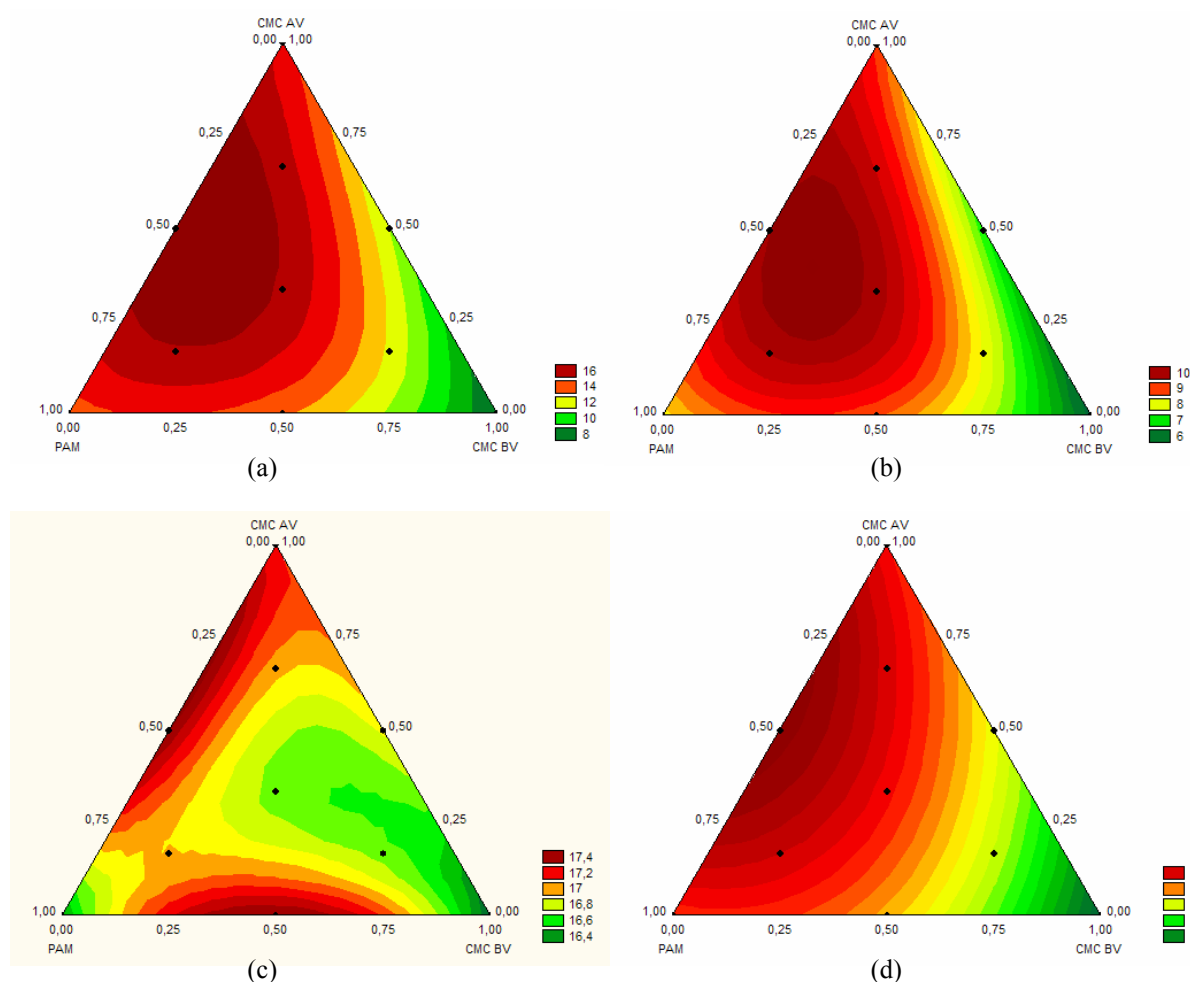


Figura 2 – Superfícies de resposta para os fluidos preparados com 2,5% em massa de argila aditivada com 0,60g do composto polimérico para (a) VA, (b) VP, (c) VF e (d) LE.

Em qualquer ponto da superfície de resposta, a VP (Figura 1 e 2 (b)) e o VF (Figura 1 e 2 (c)) dos fluidos estão de acordo com os limites especificados pela PETROBRAS (1998). O VF atinge valores mínimos à medida que se observa uma redução na fração mássica de PAM e CMC AV e um aumento na porcentagem de CMC BV na composição. Este comportamento confirma os dados experimentais e os estudos de diversos pesquisadores, apresentados na revisão, mostrando que polímeros de cadeia curta agem principalmente na redução das perdas por filtração e que as interações argila/polímero retêm as moléculas de água diminuindo assim a quantidade de água livre no sistema e, conseqüentemente, o volume de filtrado. Além disso, evidencia que a mistura de

polímeros de diferentes características conduz a definição de composições mais adequadas que atendam às propriedades especificadas para a aplicação em fluidos de perfuração hidroargilosos (PETROBRAS, 1998).

A solução do sistema de inequações formado pelas equações de regressão (Tabela 3) e pelas restrições estabelecidas pela PETROBRAS (1998) conduziu a composições que, de acordo com os modelos matemáticos escolhidos, são adequadas para produzir fluidos de perfuração que atendam as normas da PETROBRAS (1998).

Essas composições são mostradas por meio da intersecção das áreas definidas para cada propriedade individual (VA, VP, VF e LE), apresentando a região (região viável, em vermelho) de composições que atende as normas da PETROBRAS (1998), ou seja, todas as composições que se encontram na região viável produzem fluidos de perfuração à base de água e argila aditivada com polímeros que atendem as especificações vigentes (PETROBRAS, 1998).

Para os fluidos preparados com 4,86% em massa de argila aditivada com composto polimérico não há intersecção entre as propriedades estudadas (VA, VP, LE e VF), não sendo possível a obtenção de composições que atendam as especificações da PETROBRAS (1998) para uso na perfuração de poços. A Figura 3 apresenta a região de composições, no diagrama ternário, que atendem adequadamente às especificações para uso na preparação de fluidos de perfuração à base de água (PETROBRAS, 1998) para os fluidos preparados com 2,5 % em massa de argila aditivada com o composto polimérico.

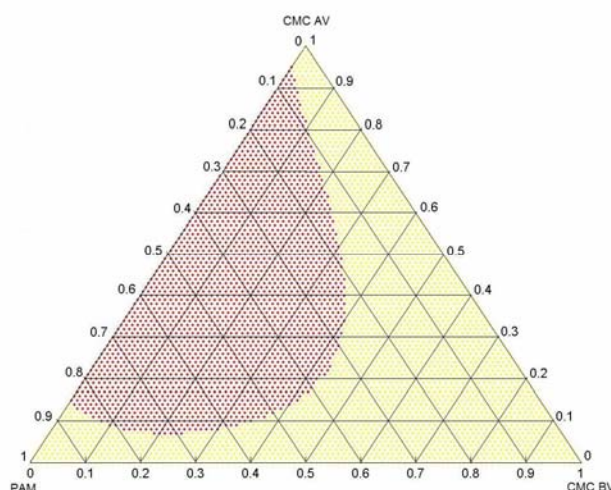


Figura 3 – Intersecção das superfícies de resposta de VA, VP, LE e VF, mostrando as composições adequadas para uso em fluidos de perfuração, para os fluidos preparados com a 2,5 % em massa de argila aditivada com 0,60g do composto polimérico.

Com o objetivo de validar os modelos e os resultados obtidos com a resolução das equações, foram selecionadas composições, dentro da região viável (região em vermelho), para os fluidos preparados com 2,5 % em massa de argila aditivada com 0,60g de composto polimérico (Figura 3). A Tabela 5 mostra as composições de teste, os valores preditos pelos modelos e os valores obtidos experimentalmente (valores observados).

Tabela 5 – Composições de teste dos modelos e os respectivos valores preditos e observados.

Fluidos preparados com a argila aditivada com 0,60g do composto polimérico										
Proporções de polímeros nas composições de teste			Valores preditos				Valores observados			
P ₁ (%)	P ₂ (%)	P ₃ (%)	VA (cP)	VP (cP)	VF (mL)	LE (N/m ²)	VA (cP)	VP (cP)	VF (mL)	LE (N/m ²)
20	20	60	15,2	9,7	16,9	5,9	15,3	9,5	16,5	5,8
70	10	20	16,0	9,7	16,9	6,2	15,0	9,3	17,1	5,8
60	30	10	15,2	9,6	17,0	5,5	15,0	9,5	16,5	5,4
40	20	40	16,7	10,2	16,8	5,7	15,0	9,5	16,2	5,5
Especificações (PETROBRAS, 1998)							≥15,0	≥4,0	≤18,0	≤1,5xVP

Sendo: P₁, P₂ e P₃ – proporções dos polímeros PAM, CMC BV e CMC AV, respectivamente.

Analisando a Tabela 5 percebe-se que, de acordo com os resultados experimentais obtidos (valores observados), os modelos escolhidos são significativamente eficazes para a previsão dos resultados das propriedades estudadas, com valores experimentais bem próximos aos valores previstos pelos modelos.

CONCLUSÕES

Com o objetivo de avaliar a viabilidade técnica de fluidos hidroargilosos aditivados com um composto polimérico, concluiu-se que:

- os fluidos preparados com 2,5% em massa de argila aditivada com as composições 5, 7, 8, e 10 apresentam melhor desempenho na correção/melhoria das propriedades reológicas e de filtração com valores de VA, VP, VF e LE de acordo com as especificações da PETROBRAS;
- a redução na porcentagem de argila aditivada com polímeros usada na preparação do fluido, eleva a possibilidade de se obter fluidos que atendam adequadamente às propriedades especificadas para uso na perfuração de poços;

- os fluidos desenvolvidos apresentaram melhor desempenho quando comparados aos preparados com a argila aditivada com o aditivo polimérico comercial;
- a solução do sistema de inequações formado pelas equações de regressão e pelas restrições estabelecidas pela PETROBRAS conduziu a composições que, de acordo com os modelos matemáticos escolhidos, são adequados para produzir fluidos que atendem às normas da PETROBRAS e
- os ensaios realizados com os fluidos aditivados com as composições de teste garantem a validade dos modelos escolhidos com resultados experimentais bem próximos dos resultados previstos pelos modelos.

A partir deste estudo, ficou evidenciada a viabilidade do emprego das variedades de argilas bentoníticas de Boa Vista, PB, consideradas menos nobres, aditivadas com um composto polimérico para aplicação em fluidos de perfuração à base de água.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Agência Nacional do Petróleo - ANP, à FINEP, ao CTBRASIL, ao CTPETRO e ao CNPq pelo apoio financeiro, às Empresas System Mud Indústria e Comércio Ltda. e Denver Cotia Indústria e Comércio de Produtos Químicos Ltda. pelo fornecimento dos aditivos estudados e ao LABDES pelo uso de suas instalações físicas e apoio à pesquisa.

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, Dezembro de 2003.

Amorim, L. V., Pereira, E., Gomes, C. M., Viana, J. D., Farias, K. V., Barbosa, M. I. R., França, K. B., Lira, H. L., Ferreira, H. C. *Aditivos Poliméricos como Fator de Proteção e Reabilitação de Fluidos Hidroargilosos*. XIII Encontro Nacional de Perfuradores de Poços, Petrópolis, RJ, 2003.

Amorim, L. V., *Carboximetilcelulose – CMC*, Disponível em: <www.perfuradores.com.br> , Acesso em: 10 de maio de 2006.

Barbosa, M. I. R., Viana, J. D., Amorim, L. V., Ferreira, H. C., Farias, K. V., Pereira, E. *O Uso de Polímeros no Tratamento e Recuperação de Fluidos Hidroargilosos*. XIII Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas, Cuiabá, MT, 2004.

Barbosa, M. I. R., Bentonitas aditivadas com polímeros para aplicação em fluidos de perfuração, Seminário submetido ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais. UAEMA/CCT/UFCG, Novembro de 2005.

Barbosa, M. I. R., Desenvolvimento de Aditivos Poliméricos para Formulação de Compósitos com Bentonitas, Dissertação de Mestrado. UAEMA/CCT/UFCG, Campina Grande – PB, Setembro de 2006. Disponível em:
www.dominiopublico.gov.br/pesquisa/DetalleObraForm.do?select_action=&co_obra=34775.

Cornell, J.A., *Experiments with Mixtures-Designs, Models, and the Analysis of Mixtures Data*, 2nd edition, New York: Wiley, 1990.

Heller, H., Keren, R., *Anionic Polyacrylamide Polymers Effect on Rheological Behavior of Sodium-Montmorillonite Suspensions*, Soil Science of American J. 66:19-25, 2002.

Pereira, E. Química dos Polímeros e Aplicações – Partes I, II, III e IV, www.systemmud.com.br/index.php?pg=literatura. Acesso em 08 de julho de 2002.

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

PETROBRAS, *Argila ativada para fluido de perfuração à base de água na exploração e produção de petróleo*, Método, N-2605, 1998a.

Serra, A. C. S., *A Influência de Aditivos de Lama de Perfuração Sobre as Propriedades Geoquímicas de Óleos*, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ/CENPES/PETROBRAS, Rio de Janeiro, Agosto de 2003.

Thomas, J. E. e Colaboradores, *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, Editora Interciência, Rio de Janeiro, PETROBRAS, 2001.