

AVALIAÇÃO DE BENTONITAS ADITIVADAS COM COMPOSTOS POLIMÉRICOS PARA UTILIZAÇÃO EM FLUIDOS BASE ÁGUA

Maria Ingrid Rocha Barbosa¹ (PPGCEMat/PRH-25/UFCG), Luciana Viana Amorim² (PRH-25/UFCG), Heber Carlos Ferreira³ (UAEMA/UFCG)

¹Av. Aprígio Veloso, 882, Bodocongó, Campina Grande, PB, 58109-970

ingridroch@gmail.com

²luciana@cct.ufcg.edu.br

³heber@dema.ufcg.edu.br

Este trabalho objetiva avaliar o desempenho de uma argila bentonítica, aditivada com um composto polimérico visando sua aplicação em fluidos base água para perfuração de poços de petróleo, e também a influência da concentração de argila e do composto polimérico nas propriedades reológicas e de filtração dos fluidos. Para tanto, a argila bentonítica foi estudada nas concentrações de 4,86 e 2,50% em massa e foi desenvolvido um composto polimérico constituído pela mistura de polímeros comumente utilizados em fluidos de perfuração. As composições do composto polimérico foram definidas por meio da metodologia de delineamento de misturas utilizando um planejamento em rede simplex {3,2}, aumentado com pontos no interior, totalizando dez composições. O composto polimérico foi estudado nas concentrações de 0,002; 0,004 e 0,006% para o teor de 4,86% de argila e de 0,03; 0,05 e 0,06% para o teor de 2,50% de argila. A preparação dos fluidos de perfuração e a determinação das propriedades reológicas e de filtração foram realizadas de acordo com as normas de PETROBRAS. Os resultados evidenciaram que os fluidos preparados com 2,50% de argila aditivada com o composto polimérico apresentam melhor desempenho e atendem adequadamente às propriedades especificadas pela PETROBRAS para fluidos de perfuração à base de água.

Bentonitas; compostos poliméricos; fluidos de perfuração; propriedades reológicas.

1. INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração podem ser conceituados como composições freqüentemente líquidas destinadas a auxiliar o processo de perfuração de poços de petróleo (Amorim, 2003) e dependem das exigências particulares de cada perfuração (Amorim, 2006). Para perfurações simples e pouco profundas, um fluido constituído de água e argila 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 um ou vários aditivos (Amorim, 2006).

Historicamente, a primeira função dos fluidos de perfuração era agir como veículo para remover os detritos gerados durante a perfuração de poços. Hoje, é reconhecido que os fluidos de perfuração desempenham várias outras funções, como: resfriar e lubrificar a broca; limpar o fundo do poço dos detritos de perfuração e transportá-los para a superfície; estabilizar as pressões de subsuperfície; permitir uma adequada avaliação da formação geológica; reduzir o atrito entre a haste de perfuração e as paredes do poço; formar um filme de baixa permeabilidade (reboco) nas paredes do poço prevenindo processos de filtração e impedir o inchamento de argilas hidratáveis da formação (Darley e Gray, 1988; Getliff e Oliver, 2002).

Hoje, 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).

Os fluidos de perfuração base água, geralmente, possuem concentrações de água superiores a 90,0% e aditivos especiais como argila, barita, lignosulfonato, lignito, soda caústica, polímeros (naturais e/ou sintéticos), entre outros, introduzidos de acordo com as condições da formação geológica onde o poço está sendo perfurado (Amorim, 2003). A principal função da água em fluidos de perfuração é oferecer o meio de dispersão para os materiais coloidais, principalmente argilas e polímeros, que controlam a viscosidade, limite de escoamento, forças géis e filtrados em valores adequados para conferir ao fluido uma boa taxa de remoção dos sólidos perfurados e capacidade de estabilização das paredes do poço (Thomas, 2001).

Segundo Darley e Gray (1988), a bentonita é a argila comercial mais utilizada em fluidos à base de água doce, sendo adicionada para desempenhar 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 (reboco); promover a estabilidade do poço e evitar ou superar a perda de circulação. Para Alderman (1988), as funções que os fluidos de perfuração devem desempenhar são mais facilmente alcançadas

com o uso de dispersões de bentonita, em virtude das excelentes propriedades coloidais e tixotrópicas que esta argila apresenta. Além de ser usada em muitos fluidos para conferir viscosidade e controlar volume de filtrado, a bentonita proporciona uma alta capacidade de transporte e suspensão dos detritos gerados durante a operação de perfuração (Caenn e Chillingar, 1996).

No Brasil, as argilas bentoníticas comumente utilizadas no preparo de fluidos de perfuração são provenientes dos depósitos localizados no Município de Boa Vista, PB. Contudo, após décadas de exploração, as variedades de argilas bentoníticas consideradas nobres e, portanto, utilizadas no preparo de fluidos de perfuração não são mais encontradas em quantidades apreciáveis para exploração, restando em grande quantidade as argilas consideradas de qualidade inferior para utilização como agente tixotrópico e viscosificante em fluidos de perfuração, sendo comumente utilizadas como aglomerantes para areias de fundição e leito para dejetos de animais.

Para tentar melhorar a qualidade dos fluidos de perfuração preparados com essas argilas bentoníticas é freqüente a prática de aditivação do fluido, sendo comumente utilizados aditivos poliméricos como carboximetilcelulose (CMC) e poliacrilamida (PAM) (Barbosa, 2006). Sendo assim, este trabalho teve como objetivos avaliar o desempenho de uma argila bentonítica industrializada da Paraíba, classificada como menos nobre, aditivada com um composto polimérico visando sua aplicação em fluidos base água para perfuração de poços de petróleo, bem como avaliar a influência da concentração de argila e do composto polimérico nas propriedades reológicas e de filtração dos fluidos.

2. MATERIAIS

2.1 Argilas Bentoníticas

Foi estudada uma amostra de argila bentonítica sódica industrializada, composta pela mistura das argilas provenientes dos depósitos de Boa Vista, PB.

2.2 Composto Polimérico

Para a composição do composto polimérico foram selecionadas três (03) amostras de aditivos poliméricos comerciais: duas (02) amostras de carboximetilcelulose (CMC) de diferentes graus de viscosidade, sendo uma amostra de alta viscosidade, denominada de CMC AV, e uma amostra de baixa viscosidade, denominada CMC BV e uma amostra de poliacrilamida parcialmente hidrolisada de alto peso molecular (PAM).

3. METODOLOGIA

3.1 Dimensionamento de Composições do Composto Polimérico

As composições foram formuladas com os polímeros PAM, CMC BV e CMC AV empregando a metodologia de modelagem de misturas do planejamento experimental proposta por Cornell (2002). 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 1.

No texto, as composições serão citadas por CP1, CP2, CP3, CP4, CP5, CP6, CP7, CP8, CP9 e CP10.

Tabela 1 – Dimensionamento das composições do composto polimérico

Composições	PAM (%)	CMC BV (%)	CMC AV (%)
CP1	100	0	0
CP2	0	100	0
CP3	0	0	100
CP4	50	50	0
CP5	50	0	50
CP6	0	50	50
CP7	33,33	33,33	33,33
CP8	66,66	16,66	16,66
CP9	16,66	66,66	16,66
CP10	16,66	16,66	66,66

3.2 Preparação dos Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração foram preparados seguindo metodologia da norma N-2605 (PETROBRAS, 1998a). Foram estudadas duas concentrações de argila, 4,86% em massa (24,3g de argila / 500mL de água deionizada) e 2,5% em massa (12,5g de argila / 500mL de água deionizada).

A argila foi misturada manualmente com as composições poliméricas em pó em diferentes concentrações: 0,002%, 0,004% e 0,006% de composto polimérico para a concentração de 4,86% de argila e, 0,03%, 0,05% e 0,06% para a concentração de 2,5% de argila. No texto as composições serão tratadas por: 0,002%, 0,004% , 0,006%, 0,03%, 0,05% e 0,06%.

3.3 Estudo Reológico dos Fluidos de Perfuração

O estudo reológico dos fluidos, antes e após aditivação polimérica, foi realizado segundo a norma N-2605 (Petrobras, 1998a). Foram determinadas as viscosidades aparente (VA) e plástica (VP) em viscosímetro Fann, modelo 35A, o volume de filtrado (VF) em filtro prensa Fann e o limite de escoamento (LE).

4. RESULTADOS

Nas Tabelas 2 e 3, estão apresentados os valores de VA, VP, VF e LE dos fluidos preparados com a argila aditivada com composto polimérico, para as concentrações de 4,86% e 2,5% em massa de argila, respectivamente.

Os resultados apresentados nas Tabelas 2 e 3 mostram que, de modo geral, a aditivação polimérica da argila bentonítica melhora as propriedades dos fluidos de perfuração, quando comparado ao resultado do fluido preparado com a argila sem aditivação polimérica. A melhoria das propriedades deve-se à hidratação das cadeias poliméricas, conduzindo ao aumento de VA e VP e diminuição de VF. Isso ocorre porque a presença de argilas bentoníticas possibilita 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 2, que apresenta os resultados referentes aos fluidos de perfuração preparados com 4,86% em massa de argila, mostra que as composições CP1, CP4, CP5, CP7, CP8 e CP10 apresentam os melhores resultados. Dentre elas, as composições CP4, CP7 e CP10 evidenciam a interação entre os polímeros que compõem a mistura, com resultados que atendem as especificações da PETROBRAS para fluidos de perfuração à base de água (1998b), enquanto que as composições CP1, CP5 e CP8, embora apresentem resultados dentro das especificações (PETROBRAS, 1998b), 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 (Tabela 2) aditivados com a composição CP1 (100% de PAM) conduz o sistema argila-água a um estado de floculação elevado, acentuado à medida que se aumenta a concentração deste aditivo. 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 (Pereira, 2002). O mesmo acontece com os fluidos preparados com a argila aditivada com as composições CP5 (50% de PAM + 50% de CMC AV, ambos de cadeia longa) e CP8 (66,66% de PAM + 16,66% de CMC BV + 16,66% de CMC AV), nas concentrações mais elevadas (0,004 e 0,006 %). 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).

Tabela 2 - Propriedades reológicas e de filtração dos fluidos preparados com 4,86% em massa de argila aditivada com o composto polimérico nas diferentes composições estabelecidas pelo delineamento de misturas

Teor de Composto Polimérico (%)	Composição	VA (cP)	VP (cP)	VF (mL)	LE (N/m ²)
----	---	11,0	4,5	17,4	6,5
0,002	CP1	25,3	9,0	16,6	16,3
	CP2	9,0	3,5	16,0	5,5
	CP3	13,0	5,5	16,6	7,5
	CP4	15,5	7,0	16,6	8,5
	CP5	19,3	6,5	15,4	12,8
	CP6	10,5	4,0	15,2	6,5
	CP7	14,5	6,0	15,5	8,5
	CP8	19,5	7,5	15,8	12
	CP9	10,5	5,0	15,6	5,5
	CP10	12,8	5,5	16,4	7,3
0,004	CP1	34,5	9,0	17,4	25,5
	CP2	9,5	5,0	14,6	4,5
	CP3	14,0	5,0	14,0	9,0
	CP4	23,8	9,0	16,1	14,8
	CP5	27,0	9,0	14,4	18
	CP6	11,5	4,5	14,0	7,0
	CP7	21,3	8,5	15,4	12,8
	CP8	33,0	9,0	15,6	24,0
	CP9	12,8	5,8	14,5	7,0
	CP10	18,5	5,5	15,2	13,0
0,006	CP1	38,8	10,5	16,5	28,3
	CP2	10,0	5,0	13,6	5,0
	CP3	14,3	4,5	14,0	9,8
	CP4	31,0	9,5	13,5	21,5
	CP5	34,0	11,5	15,2	22,5
	CP6	11,5	5,0	13,2	6,5
	CP7	23,8	9,0	14,6	14,8
	CP8	36,5	11,5	16,0	25,0
	CP9	14,5	7,0	12,7	7,5
	CP10	17,3	7,5	12,7	9,8
Especificações (PETROBRAS, 1998b)		≥15,0	≥4,0	≤18,0	≤1,5 x VP

Os fluidos preparados com 4,86% em massa de argila aditivada com a composição CP2 (100% de CMC BV) apresentam redução em VA e VF, comparado ao resultado obtido com o fluido preparado com a argila sem aditivo polimérico (Tabela 2). 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 0,002% da composição CP4, 0,004% da composição CP7 e 0,006% da composição CP10, para os fluidos preparados com 4,86% em massa de argila, consegue-se obter um fluido que atende a todas as especificações (PETROBRAS, 1998b). 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. Com 0,006% da composição CP10, incorporada à argila, consegue-se obter um fluido que atenda a todas as propriedades especificadas pela PETROBRAS (1998b) para uso na perfuração de poços.

Tabela 3 - Propriedades reológicas e de filtração dos fluidos preparados com 2,5% em massa de argila aditivada com o composto polimérico nas diferentes composições estabelecidas pelo delineamento de misturas

Teor de composto polimérico (%)	Composição	VA (cP)	VP (cP)	VF (mL)	LE (N/m ²)
---	---	1,9	1,5	26,3	0,4
0,03	CP1	12,3	7,5	17	4,8
	CP2	5,0	4	17,4	1
	CP3	10,3	6	17,8	4,3
	CP4	11,4	7,5	16,7	3,8
	CP5	13,8	8,2	18,6	5,6
	CP6	7,9	5,3	17,8	2,6
	CP7	12,0	8	16,1	4
	CP8	12,2	7,3	18,7	4,9
	CP9	9,7	6,8	17,2	2,9
	CP10	12,5	7,2	16,6	5,3
0,05	CP1	13,9	8,3	16,6	5,6
	CP2	6,8	5,5	15,9	1,3
	CP3	14,2	8,8	17,3	5,4
	CP4	13,4	8,8	17,3	4,6
	CP5	16,7	10	17,8	6,7
	CP6	10,4	6,8	16,7	3,6
	CP7	15,3	9,5	16,9	5,8
	CP8	15,0	9,5	16,2	5,5
	CP9	12,5	8,5	17,5	4
	CP10	16,8	10	16,3	6,8
0,06	CP1	15,5	9	16,3	6,5
	CP2	8,8	6,5	16,8	2,3
	CP3	17,7	10,0	16,4	7,8
	CP4	16,0	10,2	15,7	5,8
	CP5	20,4	11,5	16,5	8,9
	CP6	13,8	9,0	16,3	4,8
	CP7	17,8	10,7	17,1	7,1
	CP8	16,9	10,3	16,4	6,6
	CP9	15,3	10,0	17,4	5,3
	CP10	19,9	11,5	16,6	8,4
Especificações (PETROBRAS, 1998b)		≥15,0	≥4,0	≤18,0	≤1,5 x VP

Para os fluidos preparados com 2,5% em massa de argila (Tabela 3), observa-se que, para a concentração de 0,03% do composto polimérico, embora os valores de VP, VF e LE dos fluidos estejam de acordo com os limites especificados (PETROBRAS, 1998b), os fluidos não são adequados devido aos baixos valores de VA (inferiores a 15cP) que apresentam. Estes valores resultam da baixa quantidade de argila utilizada no preparo dos fluidos, o que torna necessário uma maior concentração de composto polimérico para adequação das propriedades. Para a concentração de 0,05% do composto polimérico, os melhores resultados são obtidos quando a argila é aditivada com as composições CP5, CP7, CP8 e CP10, satisfazendo a todas as propriedades especificadas (VA, VP, VF e LE) pela PETROBRAS (1998b), e, para 0,06% de composto polimérico, as composições CP1, CP3, CP4, CP5, CP7, CP8, CP9 e CP10 atendem as especificações da PETROBRAS (1998b) 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 (1998b). 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).

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 das 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 deste aditivo proporciona a formação de pontes. Como observado por Amorim (2003) e Barbosa (2006), as longas cadeias poliméricas da PAM adsorvem nas superfícies das partículas de argila diminuindo as distâncias entre elas levando à floculação do sistema, o que é indesejável para a perfuração de poços de petróleo.

Comparando os resultados dos fluidos preparados com a argila aditivada com os polímeros isolados, composições CP1, CP2 e CP3, com os resultados obtidos com os fluidos preparados com a argila aditivada com as composições CP4, CP7 e CP10 (Tabelas 2 e 3), 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 o tamanho de cadeia dos polímeros.

A análise conjunta dos resultados mostra que os fluidos preparados com 2,5% em massa de argila aditivada com 0,06% das composições CP1, CP3, CP4, CP5, CP7, CP8, CP9 e CP10 (Tabela 3) 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, mostrando que as argilas de qualidade inferior encontradas nos depósitos de Boa Vista, PB, a exemplo das argilas Bofe e Verde-lodo que compõem a argila em estudo, 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 de petróleo.

5. CONCLUSÕES

Com o objetivo de avaliar o desempenho da argila bentonítica industrializada da Paraíba, classificada como menos nobre, aditivada com um composto polimérico visando sua aplicação em fluidos base água para perfuração de poços de petróleo, bem como avaliar a influência da concentração de argila e do composto polimérico nas propriedades reológicas e de filtração dos fluidos, concluiu-se que: a argila bentonítica de qualidade inferior pode ser utilizada no preparo de fluidos de perfuração, desde que aditivada com o composto polimérico, e a redução na porcentagem de argila aditivada com composto polimérico usada na preparação do fluido, eleva a possibilidade de se obter fluidos que atendam de maneira mais adequada às propriedades especificadas para uso na perfuração de poços.

6. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à ANP, à FINEP, ao CNPq/CTPETRO e ao MCT pelo apoio financeiro e ao LABDES – Laboratório em Referência em Dessalinização pelo uso das suas instalações.

7. REFERÊNCIAS

- ALDERMAN, N. J. The Rheological Properties of Water-Based Drilling Fluids, *The Royal Society of Chemical Conference, Proceedings of the 3rd International Symposium on Chemical in Oil Industry*, p. 33 – 49, 1988.
- 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. *Carboximetilcelulose – CMC*, Disponível em: <www.perfuradores.com.br> , Acesso em: 10 de maio de 2006.

- BARBOSA, M. I. R. *Bentonitas Aditivadas com Polímeros para Aplicação em Fluidos de Perfuração. Dissertação de Mestrado*. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais, UFCG, setembro de 2006.
- CAENN, R., CHILLINGAR, G. V. Drilling Fluids: State of the Art, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 14, 221-230, 1996.
- CORNELL, J.A. *Experiments with Mixtures: designs, models, and the analysis of mixtures data*, 3rd edition, New York: Wiley, 2002.
- DARLEY, H. C. H., GRAY, G. R., *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluid*, Fifth Edition, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1988.
- GETLIFF, J., OLIVER, J. *Fluido de Perfuração: a Força Vital do Poço*, disponível em <www.slb.com/seed/pt/watch/mud/char.htm> Acesso em: dezembro de 2002.
- HELLER, H., KEREN, R. Anionic Polyacrylamide Polymers Effect on Rheological Behavior of Sodium-Montmorillonite Suspensions, *Soil Sci. Am. J.* 66:19-25 (2002).
- PEREIRA, E. *Química dos Polímeros e Aplicações – Partes I, II, III e IV*, Disponível em: www.systemmud.com.br, Acesso em: 08 de julho, 2002.
- PETROBRAS, Argila ativada para fluido de perfuração à base de água na exploração e produção de petróleo, Método, N-2605, 1998a.
- PETROBRAS, Argila ativada para fluido de perfuração à base de água na exploração e produção de petróleo, Especificação, N-2604, 1998b.
- SOMASUNDARAN, P., HEALY, T.W., FUERSTENAU, D.W. The Aggregation of Colloidal Alumina Dispersion by Adsorbed Surfactant Ions, *Journal of Colloid and Interface Science* n. 22, v. 6, p. 599-605, 1996.
- THOMAS, J.E. e Colaboradores, *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, Editora Interciência, Rio de Janeiro, PETROBRAS, 2001.

ASSESSMENT OF BENTONITE CLAYS TREATED WITH POLYMERIC COMPOUNDS FOR THE USE IN WATER BASED DRILLING FLUIDS

The aim of this work is to evaluate the performance of a bentonite clay treated with polymeric compound for use in water based drilling fluids, as well as to evaluate the influence of bentonite clay and polymeric compound concentration in the filtration and rheological properties. To reach such goal, the bentonite clay in 4.86 and 2.50% w/w have been studied and one polymeric compound formed by polymers used in drilling fluids was developed. The compositions of polymeric compound were obtained through the methodology of mixture design. Ten different compositions have been evaluated. The polymeric compounds with 0.002, 0.004 and 0.006% w/w for the 4.86% w/w bentonite clay, and 0.03; 0.05 e 0.06% w/w for the 2.50% w/w bentonite clay were studied. The drilling fluids were prepared according to the PETROBRAS standards and filtration and rheological properties were measured. The results show that the use of 2.5% w/w bentonite clay treated with polymeric compound present the best performance. After treatment, their properties were improved in the sense that they are in accordance with PETROBRAS specifications for the use in water based drilling fluids.

Bentonites; polymeric compounds; drilling fluids; rheological properties.

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.