

Desempenho reológico e de filtração de fluidos de perfuração base óleo preparados com argilas bentoníticas provenientes do município de Boa Vista-PB

Carlos Magno Rocha Almeida Souto ^[1], Danielly Vieira de Lucena ^[2], Clarice Oliveira da Rocha ^[3], Maria Eduarda da Silva Barbosa ^[4], Syane Marcelle Miranda ^[5]

[1] carlosmras@gmail.com. Universidade Federal de Campina Grande. [2] danielly.lucena@ifpb.edu.br. [3] clarice.rocha@ifpb.edu.br. [4] danielly.lucena@ifpb.edu.br. [5] clarice.rocha@ifpb.edu.br. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba

RESUMO

As argilas bentoníticas se constituem um insumo imprescindível à elaboração de fluidos de perfuração. Pode-se destacar que um dos principais segmentos consumidores de argila bentonítica é a indústria petrolífera, na qual ela é usada como agente tixotrópico em fluidos de perfuração de poços de petróleo, atribuindo aos fluidos características físicas e propriedades químicas e reológicas específicas. Segundo Leal (2012), as propriedades físico-químicas e reológicas devem ser cuidadosamente controladas para que o fluido possa exercer todas as suas funções, tais como resfriar a broca, formar uma camada de baixa permeabilidade com a formação e manter os sólidos em suspensão, a fim de garantir o seu bom desempenho na perfuração de poços. Foram estudadas três amostras de argilas bentoníticas sódicas industrializadas provenientes de jazidas da região de Boa Vista-PB. Para organofilização das argilas será utilizado sal quaternário de amônio, a reologia foi determinada, e observou-se que é possível obter formulações de fluidos de base óleo aditivadas com argila.

Palavras-chave: Fluidos de perfuração, argila, organofilização, fluidos base óleo.

ABSTRACT

Bentonite clays are an essential input to the production of drilling fluids. One of the main consumer segments of bentonite clay is the oil industry, where it is used as a thixotropic agent in drilling fluids in oil wells, attributing to the fluids physical characteristics and specific chemical and rheological properties. According to Leal (2012), the physico-chemical and rheological properties must be carefully controlled so that the fluid can perform all its functions, such as cooling the drill, forming a layer of low permeability with the formation and keeping the solids in suspension, in order to ensure its good performance in drilling wells. Three samples of industrialized sodium bentonite clays from the Boa Vista-PB region were studied. For the organophilization of the clays will be used quaternary ammonium salt, the rheology was determined, and it was observed that it is possible to obtain formulations of oil-based fluid additives with clay.

Keywords: *Drilling fluids, clay, organophilization, oil-based fluids.*

1 Introdução

As argilas bentoníticas são utilizadas em fluidos base água (recomendados para perfuração de camadas rochosas superficiais, compostas na maioria das vezes de sedimentos inconsolidados), assim como também pode ser incorporado a fluidos base óleo (RATKIEVICIUS *et al.*, 2017).

Após mais de 40 anos de exploração, observa-se o esgotamento das reservas de algumas variedades das argilas bentoníticas de Boa Vista, PB e outras começam a rarear, a exemplo da argila chocolate, considerada como de boa qualidade para aplicação em fluidos de perfuração (ALBUQUERQUE, 2013). Porém, ainda podem ser encontradas, em grande quantidade, as argilas denominadas de bofe (argila de cor creme) e a verde-lodo (argila de cor verde escura), pouco utilizadas atualmente nas formulações dos fluidos.

Sendo assim, surge a necessidade de solucionar a problemática de como continuar mantendo o uso de argilas provenientes da região de Boa Vista em fluidos de perfuração com o esgotamento das reservas da matéria prima mais comumente aplicadas para tal finalidade.

De acordo com Sousa (2017) nas perfurações sensíveis ao contato com a água e "offshore", normalmente torna-se necessário à utilização de fluidos de perfuração à base de óleo. Porém segundo Silva (2016), nestes casos, as argilas bentoníticas perdem suas propriedades tixotrópicas e não podem ser usadas sem um prévio tratamento orgânico para que suas superfícies se tornem hidrofóbicas, uma vez que naturalmente seu estado é hidrofílico.

Para Silva (2016) a modificação superficial de argilas (organofilização) surge como uma área que merece bastante atenção dos pesquisadores porque por meio dos diversos tipos de modificação é possível a aplicação de diferentes argilas bentoníticas (antes não utilizadas em lamas de perfuração) na preparação de novos fluidos.

Pode-se destacar que um dos principais segmentos consumidores de argila bentonítica é a indústria petrolífera, na qual ela é usada como agente tixotrópico em fluidos de perfuração de poços de petróleo, atribuindo aos fluidos características físicas e propriedades químicas e reológicas específicas. Segundo Leal (2012), as propriedades físico-químicas e reológicas devem ser cuidadosamente controladas para que o fluido possa exercer todas as suas funções, tais como resfriar a broca, formar uma camada de

baixa permeabilidade com a formação e manter os sólidos em suspensão, a fim de garantir o seu bom desempenho na perfuração de poços.

Os fluidos de perfuração contendo argila em sua composição foram segundo Nascimento (2011), um dos primeiros a serem utilizados pela indústria do petróleo e gás e são amplamente empregados por apresentarem caráter ambientalmente correto, baixo custo e por atuarem como agente viscosificante, tixotrópico e formador de reboco pela indústria do petróleo. A principal matéria-prima dos fluidos argilosos são as argilas bentoníticas.

Segundo Zhang (2013) a função predominante da bentonita no fluido de perfuração é conferir densidade ao fluido e conferir ao mesmo a propriedade de tixotropia, ou seja, tornar possível que os cascalhos sejam mantidos em suspensão quando se dá a parada da operação de perfuração e a retomada da fluidez no retorno da circulação.

De acordo com Leal *et al.* (2013) estudos envolvendo as técnicas de cura, tratamento térmico e diálise não conduziram a consideráveis melhorias ao desempenho das argilas bentoníticas, havendo a necessidade da continuidade dos estudos através de novas técnicas e pela introdução de aditivos que possam melhorar esta variável, proporcionar um maior rendimento e uma maior vida útil às lamas.

Para Silva (2016) a modificação superficial de argilas (organofilização) surge como uma área que merece bastante atenção dos pesquisadores porque por meio dos diversos tipos de modificação é possível a aplicação de diferentes argilas bentoníticas (antes não utilizadas em lamas de perfuração) na preparação de novos fluidos. Contudo, poucas pesquisas são encontradas referentes à modificação de argilas, que trazem melhorias em propriedades térmicas e químicas de argilas organofílicas.

Akkal *et al.* (2013) e Hermoso *et al.* (2014) concentraram-se no estudo de fluidos de perfuração à base de óleo (água / óleo) contendo argilas organofílicas. No entanto, a procura por estudos que abordem as particularidades desta temática para o setor de extração de petróleo e gás são crescentes.

Deste modo, propõe-se neste trabalho, um estudo detalhado do uso das argilas bentoníticas de Boa Vista, PB, naturais e modificadas com tensoativos não iônicos em fluidos de perfuração base óleo.

2 Materiais e métodos

2.1 Materiais

Foram utilizadas duas (02) amostras de aditivos poliméricos: carboximetilcelulose (CMC), sendo uma amostra de CMC de alta viscosidade, denominada de CMC AV e uma amostra de baixa viscosidade, denominada de CMC BV. Para organofilização das argilas será utilizado sal quaternário de amônio, o brometo de cetil trimetil amônio, $[C_{16}H_{34}N(CH_3)_3]^+Br^-$, mais conhecido como CETREMIDE, além destes materiais são utilizados também álcool etílico hidratado e querosene como meios líquidos orgânicos dispersantes para preparação dos fluidos à base de óleo.

Foram estudadas três amostras de argilas bentoníticas sódicas industrializadas provenientes de jazidas da região de Boa Vista, PB. O Quadro 1 descreve e nomeia todas as amostras estudadas.

Quadro 1 – Identificação utilizada para as amostras estudadas.

Nomenclatura utilizada	Nome comercial da argila	Estado de origem
PA	Brasgel PA	Paraíba
CV	Brasgel Petro (chocolate + verde lodo)	Paraíba
CH	Argila CH (Chocolate)	Paraíba

Fonte: Autoria própria (2017).

2.2 Métodos

O preparo e estudo dos fluidos desenvolvidos serão realizados no Laboratório de Análise de Rochas e Fluidos e no Laboratório de Mineração do IFPB-Campus Campina Grande do IFPB- Campus Campina Grande.

Inchamento de Foster

Com o objetivo de avaliar o grau de reatividade dos folhelhos para realizar a correlação com a caracterização foi realizado o teste de inchamento. O teste é baseado no *Standard Test Method for Swell Index of Clay Mineral Component of Geosynthetic Clay Liners* (ASTMD 5890-11) [14].

Este ensaio foi realizado para as amostras na presença de água pura, e nas concentrações de 10,

16, 20g de inibidor/ 350mL de água para o inibidor comercialmente utilizado (KCl) e para o teste de novos inibidores (sulfato e citrato de potássio)

Preparação dos fluidos argilosos

Os fluidos de perfuração hidroargilosos foram preparados segundo a norma N-2605 (Petrobras, 1998a), 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 entre 16.000 rpm e 19.000 rpm, em agitador mecânico da marca Hamilton Beach, modelo 936. A seguir, o fluido permanece em repouso durante 24 h.

Estudo reológico

Para determinação das propriedades reológicas os fluidos desenvolvidos foram agitados durante 5 minutos em agitador mecânico Hamilton Beach, modelo 936, na velocidade de 17.000rpm.

A viscosidade aparente (VA) é dada pelo valor obtido na leitura a 600rpm dividido por 2, dada em cP, e a viscosidade plástica (VP) é a diferença das leituras obtidas a 600 rpm e a 300rpm, dada também em cP. O limite de escoamento (LE) é a diferença entre a leitura obtida a 300 rpm e a viscosidade plástica (VP) de acordo com a norma 13 B-1 da API (2003).

Organofilização das argilas

Neste tratamento da argila com o sal quaternário de amônio será adotado o seguinte procedimento retratado nas Figuras 1 e 2.

Figura 1 – Esquema da compatibilização do fluido de base óleo com a argila.

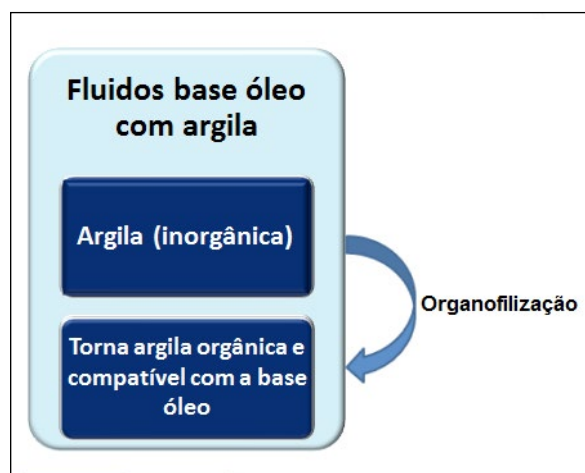
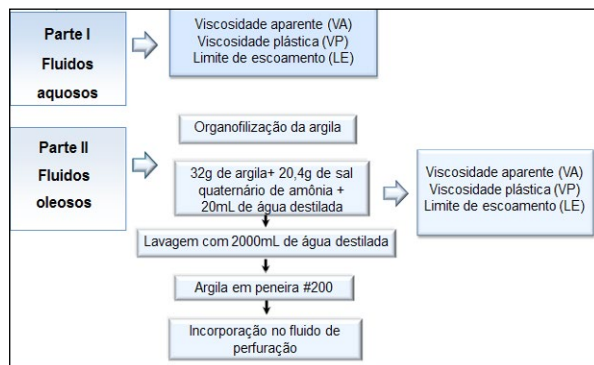


Figura 2 – Metodologia aplicada.



Preparação dos fluidos base óleo

Os fluidos de perfuração base óleo serão preparados da seguinte forma: em um copo do agitador foi adicionado 336mL do meio líquido orgânico que é a base do fluido e sob agitação contínua adicionou-se 84mL de uma solução saturada de NaCl (0,395g/mL) mantendo-se agitação por 5min. Esta solução de NaCl visa simular a contaminação da água do mar, que ocorre em situações reais de perfuração em plataformas marítimas. Esta emulsão é chamada de lama base. Em seguida, foi adicionada a argila organofílica nos teores de 2,4g; 9,6g e 13,2g, a agitação foi mantida por 15min.

Estudo reológico

Para determinação das propriedades reológicas os fluidos hidroargilosos e base óleo desenvolvidos serão agitados durante 5 minutos em agitador mecânico Hamilton Beach, modelo 936, na velocidade de 17.000rpm. Após a agitação, o fluido será transferido para o recipiente do viscosímetro Fann modelo 35A. O viscosímetro será acionado na velocidade de 600rpm durante 2 minutos e efetuada a leitura. Logo após, a velocidade será mudada para 300rpm, efetuando a leitura após 15 segundos. A viscosidade aparente (VA) é dada pelo valor obtido na leitura a 600rpm dividido por 2, dada em cP, e a viscosidade plástica (VP) é a diferença das leituras obtidas a 600 rpm e a 300rpm, dada também em cP de acordo com a norma 13 B-1 da API (2003).

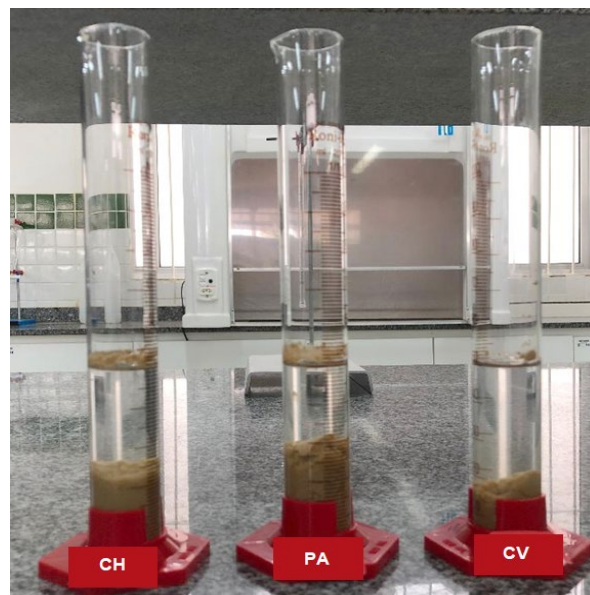
3 Resultados e discussão

Na Figura 3 estão apresentados os resultados dos ensaios de inchamento de Foster das argilas bentoníticas (CH, PA e CV) para fins de determinação das suas reatividades.

De acordo com a classificação de Foster (1953), valores iguais ou menores que 2ml correspondem a um inchamento nulo, valores entre 3 e 5ml correspondem a um inchamento baixo, valores entre 6 e 8 ml correspondem a um inchamento médio e para valores superiores a 8mL, o grau de inchamento da argila é classificado como alto.

A partir dos resultados obtidos com a aplicação da metodologia de Foster observou-se que todas as amostras apresentaram inchamento classificado como alto, tal resultado é típico ao apresentado por argilas bentoníticas usuais, já que as mesmas apresentam grande sensibilidade à hidratação.

Figura 3 – Resultados dos ensaios de inchamento de Foster para as amostras CH, PA e CV.



O inchamento observado para a argila Brasgel PA foi de 19,8mL.

O Quadro 2 apresenta os valores das principais propriedades reológicas dos fluidos de perfuração desenvolvidos obtidas no ensaio reológico realizado no viscosímetro Fann 35A.

Quadro 2 – Valores de Viscosidade aparente, plástica, limite de escoamento e força gel.

	VA	VP	LE	pH
CH	17,50	4,0	16,5	9,5
PA	18,50	5,0	13,5	9,5
CV	9,00	2,0	7,00	8,5

Pode-se considerar os fluidos analisados também como fluidos plásticos, isto é, dispersões que em repouso pode formar uma rede estruturada interpartículas que restringem a mudança posicional de um elemento de volume e confere ao sistema uma estrutura semi-sólida de alta viscosidade e que apresentam um decréscimo de viscosidade quando a taxa de cisalhamento é aumentada, ou seja, os fluidos tendem a “afinar” quando a vazão aumenta, podendo se manifestar reversivelmente, voltando a sua forma original quando se cessa o cisalhamento.

Os fluidos pseudoplásticos a baixas taxas de cisalhamento se comportam de maneira semelhante aos newtonianos, porém, à medida que a viscosidade aumenta a viscosidade decresce exponencialmente até atingir o ponto em que, a altíssimas taxas de cisalhamento, o fluido tende a possuir uma viscosidade constante (MACHADO, 2002; TONELI, 2005).

De acordo com as normas da Petrobras (2011), os fluidos hidroargilosos devem apresentar viscosidade aparente (VA) igual ou superior a 15 cP, viscosidade plástica (VP) maior ou igual a 4,0 cP e o limite de escoamento (LE) igual ou menor a 1,5 x VP.

A partir de tais informações observa-se que em relação à propriedade de VA apenas os fluidos CH e PA apresentaram valores compatíveis com o estabelecido por norma, pois, todos apresentaram valores acima de 15 cP, o intervalo obtido para esta propriedade variou de 9,0 cP (CV) a 18,5 cP (PA), que apresentam respectivamente o menor e maior valor De inchamento o que pode levar a uma futura correlação entre sensibilidade à hidratação e comportamento reológico.

Este comportamento em relação às concentrações de aditivos é esperado e decorrente, neste caso, da ação do viscosificante, que é um aditivo que tem como principal função conferir viscosidade ao fluido.

Em relação à VP, pode-se apontar que os fluidos desenvolvidos CV, CH e PA apresentaram-se dentro do padrão estabelecido pela norma, ou seja, todos apresentaram valores superiores a 4,0 cP. Em relação

ao LE, observou-se que apenas o PA apresentou valores fora da conformidade de acordo com o estabelecido por norma, tal fato pode ser atribuído tendo em vista que, o limite de escoamento se trata da força mínima necessária para que um fluido inicie seu escoamento, ou seja, a força necessária para romper as ligações eletrostáticas, e uma maior concentração de aditivos implica em uma maior quantidade de ligações a serem rompidas, e como o PA apresentou o menor inchamento para a mesma concentração de argila que o menor inchamento pode se relacionar com uma menor força eletrostática resultando em um menor valor para esta propriedade.

Com isso, podemos observar que apenas os fluidos desenvolvidos com as argilas CH e PA estão dentro dos parâmetros de acordo com o normatizado pela Petrobras, deste modo, apenas duas amostras de argilas foram selecionadas para realização da etapa de organofilização das amostras para posterior inserção em fluidos de base orgânica. É importante ressaltar que os fluidos foram preparados apenas com água e argila, não se inserindo nenhum aditivo para melhorar as propriedades reológicas das amostras.

Para Silva (2016) o tratamento da argila (Figura 4) para a modificação superficial da mesma (organofilização), surge como uma área que merece bastante atenção dos pesquisadores porque por meio dos diversos tipos de modificação é possível à aplicação de diferentes argilas bentoníticas (antes não utilizadas em lamas de perfuração) na preparação de novos fluidos.

Figura 4 – Aparato utilizado para o tratamento da argila.



Nos Quadros 3, 4 e 5 da página seguinte, pode-se observar as formulações definidas pelo estudo para avaliação e desenvolvimento dos fluidos de perfuração para cada uma das argilas estudadas (PA, CV e CH).

Quadro 3 – Formulação dos fluidos de perfuração a serem preparados com a argila PA, com e sem aditivação polimérica.

Argila	Tipo de Polímero	Polímero (g)	Identificação
PA	-	-	PA
	CMC- AV	0,2	PA- AV1
		0,3	PA- AV2
		0,4	PA- AV3
	CMC- BV	0,2	PA-BV1
		0,3	PA-BV2
0,4		PA-BV3	

Quadro 4 – Formulação dos fluidos de perfuração a serem preparados com a argila CV, com e sem aditivação polimérica.

Argila	Tipo de Polímero	Polímero (g)	Identificação
CV	-	-	CV
	CMC- AV	0,2	CV- AV1
		0,3	CV- AV2
		0,4	CV- AV3
	CMC- BV	0,2	CV-BV1
		0,3	CV-BV2
0,4		CV-BV3	

Quadro 5 – Formulação dos fluidos de perfuração a serem preparados com a argila CH, com e sem aditivação polimérica.

Argila	Tipo de Polímero	Polímero (g)	Identificação
CH	-	-	CH
	CMC- AV	0,2	CH- AV1
		0,3	CH- AV2
		0,4	CH- AV3
	CMC- BV	0,2	CH-BV1
		0,3	CH-BV2
0,4		CH-BV3	

Nos Quadros 6, 7 e 8 estão apresentados os resultados obtidos com os fluidos preparados com a argila CV, PH e PA, respectivamente, com e sem aditivação polimérica. Os resultados apresentados nos Quadros 5, 6 e 7, para os fluidos preparados com as argilas PA, PB e CH sem aditivação, mostram que as viscosidades aparente (VA) e plástica (VP) não atendem as normas 13 B-1 da

API (2003), e apenas o volume de filtrado (VF) para a argila C está de acordo com as normas supracitadas.

Analisando conjuntamente os resultados dos fluidos preparados com a argila PA, PB e CH, observa-se que a aditivação polimérica resulta em melhoria nas propriedades reológicas e de filtração, tendo como resultados mais significativos para cada argila e que atendem as exigências da norma 13 B-1 da API (2003), os seguintes:

- Argila PA: CMC AV-1, CMC AV-2 e CMC AV-3 (0,2, 0,3 e 0,4g),
- Argila PB: CMC AV-2 e CMC AV-3 (0,3 e 0,4g).
- Argila CH CMC AV-2 e CMC AV-3 (0,3 e 0,4g).

Ainda analisando os resultados obtidos de VA e VP para as argilas PA, CV e CH, percebe-se que

Quadro 6 – Propriedades reológicas e de filtração dos fluidos de perfuração preparados com a argila CV, com e sem aditivação polimérica.

Sigla	VA (cP)	VP (cP)	VF (mL)
CV	9,0	5,0	15,2
CV- AV1	13,0	6,5	12,5
CV - AV2	17,8	6,0	10,8
CV - AV3	18,6	7,5	12,6
CV -BV1	5,0	4,0	15,0
CV -BV2	5,4	5,0	14,4
CV -BV3	6,4	5,0	12,0
Especificações (Norma 13 B-1 da API (2003))	≥15	≥4,0	≤18

Quadro 7 – Propriedades reológicas e de filtração dos fluidos de perfuração preparados com a argila CH, com e sem aditivação polimérica.

Sigla	VA (cP)	VP (cP)	VF (mL)
CH	9,5	4,5	17,6
CH - AV1	16,0	5,5	12,8
CH - AV2	21,5	5,5	10,2
CH - AV3	20,3	7,5	11,0
CH -BV1	6,3	4,5	13,4
CH -BV2	6,8	5,0	12,6
CH -BV3	7,3	5,5	12,2
Especificações (Norma 13 B-1 da API (2003))	≥15	≥4,0	≤18

Quadro 8 – Propriedades reológicas e de filtração dos fluidos de perfuração preparados com a argila PA, com e sem aditivação polimérica.

Sigla	VA (cP)	VP (cP)	VF (mL)
PB	10,0	4,0	19,8
PB- AV1	14,0	5,0	14,0
PB - AV2	18,5	6,0	11,4
PB - AV3	19,0	7,5	11,6
PB -BV1	6,0	4,0	14,0
PB -BV2	6,5	5,0	13,2
PB -BV3	6,8	5,0	13,0
Especificações (Norma 13 B-1 da API (2003))	≥15	≥4,0	≤18

No trabalho de HELLER & KEREN (2002), os autores citam a presença de estrutura tridimensionais em polímeros de alto peso molecular ($> 2 \times 10^5$), onde polímeros de igual tamanho de cadeia são grandes o bastante para proporcionar a formação de pontes entre partículas, isto é, o polímero é adsorvido por mais de uma partícula de argila. A adsorção do polímero ocorre sobre a superfície das partículas de argila, fenômeno que ocorre devido à forma irregular do polímero. (GÜNGÖR & ECE, 1999, HELLER & KEREN, 2002).

Segundo Güngör & Ece (1999), pode ocorrer a interação entre alças (loops) de polímeros adsorvidos ou a interação de alças com superfícies de outras partículas. Assim, pode-se então explicar intuitivamente, o significativo acréscimo de viscosidade nos fluidos que contêm PAM.

Observa-se diferentes comportamentos para os fluidos aditivados com os CMCs de alta e baixa viscosidade. Para o CMC de alta viscosidade, observa-se a ação viscosificante, enquanto que para o de baixa viscosidade, a ação defloculante, a redução na VA, bem como redutor de filtrado.

Ao analisar os dados de VF, observa-se que o CMC de baixa viscosidade reduz o volume de filtrado mais acentuadamente que o polímero de cadeia mais longa (CMC AV). O comportamento apresentado pelos fluidos aditivados com o CMC BV está de acordo com os dados de HELLER & KEREN (2002) e Amorim (2003), os quais mostram que polímeros celulósicos de pequeno tamanho de cadeia, utilizado em pequenos teores, tem função de dispersante.

Os resultados da análise da argila natural (sem uso de aditivos) mostram que as argilas não apresentam

características promissoras para fluidos base água, podendo ter suas propriedades reológicas melhoradas com a adição de aditivos industriais, segundo estudos na área, tal como o estudo feito por Amorim (2003), no qual os resultados comprovaram que a adição de aditivos industriais se correlaciona com o estado floculado-gel das dispersões de argilas, como: elevação da viscosidade aparente, plástica, redução do volume do filtrado, estabilização do pH e umidade podendo assim, alcançar os requisitos estabelecidos pela norma.

Ao estudar argilas provenientes da região de Pedra Lavrada, PB, Tonnesen *et. al.*, 2012 afirmaram que a adição de aditivos industriais promoveu significativa modificação nos valores das propriedades reológicas, adequando-se a norma.

Após organofilização é observada eficaz incorporação dos sais nas argilas organofílicas, sendo possível quantificar os teores de tensoativos livres e incorporados. Os resultados de reologia, parte II, destacam que algumas amostras apresentaram potencial de uso como viscosificante em fluidos de perfuração base orgânica, tais como, as argilas sódicas que devido ao seu alto grau de inchamento, de até 20 vezes seu volume inicial, atinge espaços interplanares de até 100Å, alta área superficial (até 800 m²/g), CTC na faixa de 60 a 170meq/100g e tixotropia, se adequando como viscosificante mineral em fluidos base água

4 Conclusões

Com o objetivo de estudar a aplicação de argilas do município de Boa Vista, PB, em fluidos de perfuração aditivados e base óleo, concluiu-se que os fluidos de perfuração preparados com a argila CH, sem aditivação, apresenta melhor comportamento reológico, quando comparado com as argilas PA e PB, com valores de VP e VF que satisfazem as especificações DA Norma 13 B-1 da API (2003), para uso na perfuração de poços, outro ponto observado foi que a aditivação polimérica oferece uma melhoria nas propriedades reológicas e de filtração dos fluidos de perfuração preparados com as argilas PA, CV e CH, sendo os melhores resultados obtidos com a incorporação dos polímeros CMC AV. Também é possível o desenvolvimento de fluidos de perfuração argilosos de acordo com a norma a partir de argilas bentoníticas da região de Boa Vista-PB de menor uso para esse fim e que os fluidos preparados com a argila natural não apresentaram bons resultados em base aquosa, o que deve indicar a necessidade da incorporação de aditivos para um bom desempenho. Observou-se que os fluidos base óleo desenvolvidos

apresentaram boas propriedades reológicas e que as argilas organofilizadas atuam como viscosificantes na base óleo.

REFERÊNCIAS

- AKKAL, R.; COHAUT, N.; KHODJA, M.; AHMED-ZAID, T.; BERGAYA, F. Rheo-SAXS investigation of organoclay water in oil emulsions. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, Pequim, v. 436, p. 751–762, 2013.
- SILVA, Isabelle Albuquerque. **Uso das argilas bentoníticas de pedra lavrada, PB**, em fluidos de perfuração e bases orgânicas. 2013. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Materiais) - Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Paraíba, 2013.
- AMORIM, Luciana Viana. **Melhoria, proteção e recuperação da reologia de fluidos hidroargilosos para uso na perfuração de poços de petróleo**. 2003. Tese (Doutorado apresentada do Curso de Engenharia de Processos) -Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Paraíba, 2003.
- API, Norma API. **Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids 13B-1**, novembro, 2003.
- FOSTER, M. D., Geochemical studies of clay minerals. (II) Relation between ionic substitution and swelling in montmorillonite. **American Minerals**, Chantilly, v. 38, p. 994-1006, 1953.
- GÜNGÖR, N.; KARAOĞLAN, S. Interactions of polyacrylamide polymer with bentonite in aqueous systems, **Materials Letter**, n.48, p.168-175, 2000.
- HERMOSO, J.; MARTINEZ-BOZA, F.; GALLEGOS, C. Influence of viscosity modifier nature and concentration on the viscous flow behaviour of oil-based drilling fluids at high pressure. **Applied Clay Science**, v. 87, p. 14–21, 2014.
- HELLER, H.; KEREN, R. Anionic Polyacrylamide Polymers Effect on Rheological Behavior of Sodium-Montmorillonite Suspensions. **Soil Science Society of America Journal**, Madison, v 66, n 1, p. 19-25, 2002.
- LEAL, Caline Alves. **Avaliação das propriedades de fluidos de perfuração aquosos sob condições térmicas variáveis**. Monografia (Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo para o Setor de Petróleo e Gás PRH-25/ ANP/MCT). Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Paraíba, 2012.
- LEAL, C. A.; NASCIMENTO, R. C. A. M.; AMORIM, L. V. Comportamento de dispersões de bentonita sódica a elevadas temperaturas. In: 7º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS, 2013, Aracaju. **Anais do 7º Congresso Brasileiro de pesquisa e desenvolvimento em petróleo e gás**. 2013
- MACHADO J. C. V. **Reologia e escoamento de fluidos**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2002. 257p.
- NASCIMENTO, Renalle Cristina Alves de Medeiros. **Estudo de desempenho de fluidos aquosos sob condições de prisão diferencial**. 2011. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Materiais). Universidade Federal de Campina Grande, programa de Pós-Graduação, Campina Grande, Paraíba, 2011.
- PETROBRAS, **Argila ativada para fluido de perfuração à base de água na exploração e produção de petróleo**, Método, N-2605, 1998.
- RATKIEVICIUS, L. A.; CUNHA FILHO, F. J. V.; BARROS NETO, E. L.; SANTANNA, V.C. Modification of bentonite clay by a cationic surfactant to be used as a viscosity enhancer in vegetable-oil-based drilling fluid, **Applied Clay Science**, v.135, p. 307–312, 2017.
- SILVA, Rhaul Phillypi da. **Estudo de tensoativos na organofilização de argila bentonítica para uso em fluido de perfuração à base de óleo**. 2016. Dissertação (Ciência e Engenharia de Petróleo). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Rio Grande do Norte, 2016.
- SILVA, I. A.; DE SOUSA, F. K.A.; FERREIRA, H.S.; FERREIRA, H.S.; NEVES, G de A.; FERREIRA, H.C. Efeito do armazenamento de argilas esmectíticas nas suas propriedades reológicas, **Cerâmica**, São Paulo, v.63, nº.365, 2017.
- TONELI, J. T. C. L.; MURR, F. E. X.; PARK, K. J. Estudo da Reologia de Polissacarídeos Utilizados na Indústria de Alimentos. **Revista Brasileira de Produtos Agroindustriais**, Campina Grande, v.7, n.2, p.181-204, 2005.
- ZHANG, M.; LI, L.; XU, J., SUN, D. Effect of polyisobutylenesuccinimide on low temperature rheology and dispersibility of clay particles in mineral oil. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, Pequim, v. 431, p. 133–141, 2013.