

ANÁLISE DA CAPACIDADE INIBITIVA DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO ADITIVADOS

Danielly Vieira de Lucena¹Hélio de Lucena Lira²Luciana Viana Amorim²

Resumo

A aplicabilidade dos fluidos de perfuração de base aquosa com alto poder de inibição está direcionada a perfurações de seções compostas por folhelhos e argilas hidratáveis. A incorporação do inibidor sana os problemas de estabilidade de poços perfurados com fluidos aquosos que tipicamente apresentam inabilidade em controlar a hidratação de tais formações. Este trabalho se propõe a analisar fluidos de perfuração aquosos inibidos que se adequem a perfuração de argilas que sejam suscetíveis ao fenômeno do inchamento. Para isto, foram estudadas duas amostras de argila (Brasgel PA e Cloisite). Inicialmente, foram desenvolvidos fluidos de perfuração com quatro diferentes inibidores de argila expansiva (sulfato, acetato, citrato e cloreto de potássio), além de um fluido de perfuração sem a presença de inibidor. A partir disto, foram realizados os testes de inibição, determinação de água livre por sucção capilar, teste de inibição bentonítica e a dispersibilidade. A partir dos resultados, concluiu-se que foram desenvolvidos com êxito fluidos de perfuração que apresentam satisfatórias propriedades inibitivas. De modo geral, os resultados obtidos indicam que o inibidor citrato de potássio apresentou o melhor controle da reatividade de formações reativas e que o mesmo se constitui em um produto alternativo à substituição dos inibidores comerciais utilizados pela indústria.

Palavras-chave: Fluidos de perfuração; Argilas reativas; Inibidores de inchamento.

ANALYSIS OF INHIBITION CAPACITY OF DRILLING FLUID WITH ADDITIVES

Abstract

The applicability of aqueous based drilling fluids with high power inhibition is directed to perforations sections that comprise of shales and hydratable clays, and contribute to remedy wells stability problems that are related to the inability of the drilling fluid to control the hydration of such formations. This study aims to analyze inhibited aqueous drilling fluids that meet the drilling clays that are susceptible to swelling phenomenon. For this, were studied two samples of clay (Brasgel and Cloisite PA). Initially, drilling fluids were designed with four different inhibitors of expansive clay (sulfate, acetate, citrate and potassium chloride) in addition to a drilling fluid without the presence of inhibitor. From this, the inhibition tests have been performed, determination of free water by capillary suction, bentonite inhibition test and dispersibility. From the results, it was concluded that have been successfully developed drilling fluids which have satisfactory inhibition properties. Overall, the results indicate that the potassium citrate inhibitory, showed better reactivity control of the reactive formations and this way it constitutes an alternative product to substitute commercial inhibitors used in industry.

Keywords: Drilling fluids; Reactive clays; Swelling inhibitors.

I INTRODUÇÃO

O fluido de perfuração entra em contato com a formação rochosa que pode ser constituída por minerais e rochas sensíveis à água [1]. Os fatores associados à instabilidade das formações estão relacionados à entrada

de água nas entrecamadas das argilas (como a esmectita), resultando em expansão da rocha.

A hidratação é um complexo resultado de mudanças no sistema água e formação argilosa que perturbam o equilíbrio

¹Instituto Federal de Educação, Ciências e Tecnologia da Paraíba – IFPB, Campina Grande, PB, Brasil. E-mail: daniellymateriais@yahoo.com.br

²Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Campina Grande, PB, Brasil.



interno das partículas de argila. As partículas de argila são como plaquetas que apresentam cargas negativas em sua superfície (plano de maior dimensão) e suas arestas (região de menor dimensão) positivamente carregadas (Figura 1), e assim, as moléculas de água são atraídas para superfície da plaqueta devido à natureza polar da molécula de água [2].

Para Cardoso [3], forma de prevenir a hidratação de argilas é a adição de produtos químicos denominados inibidores. O autor cita que existem muitos tipos de inibidores de hidratação, podendo ser inorgânicos ou orgânicos. O mecanismo de atuação dos inibidores consiste, basicamente, na fixação de sua fração catiônica na superfície negativa das partículas de argila.

A inibição da hidratação e dispersão de formações reativas por parte dos fluidos aquosos deve ser realizada com inibidores, e estes devem manter as propriedades de fluxo dos fluidos de perfuração apropriadas para desempenhar um papel significativo no processo de perfuração bem sucedido [4].

Para Van Oort [5], existem dois mecanismos controladores que explicam esses fenômenos: o primeiro é chamado de difusão hidráulica que representa o fluxo de fluido como resposta ao gradiente de pressão hidráulica entre a pressão que exerce o fluido de perfuração e a pressão de poros da formação e o segundo mecanismo é a difusão química, que ocorre devido à diferença de potencial químico existente entre o fluido de perfuração e o fluido dos poros do folhelho. Como resposta, há uma migração de soluto das zonas de alta concentração para áreas de menor concentração. Ambos os processos são mecanismos de fluxo direto, visto que os fluxos de fluido e soluto estão, diretamente, relacionados aos seus gradientes respectivos.

Segundo Hawkes et al. [6], a diferença de potencial químico entre o fluido de perfuração e os fluidos dos poros das formações reativas é causada pelo gradiente de concentração e tipo dos sais presentes nas águas intersticiais da argila e no fluido de perfuração. Os autores ainda citam que além do transporte osmótico do solvente, pode ocorrer também o transporte de íons, e este transporte é denominado de difusão.

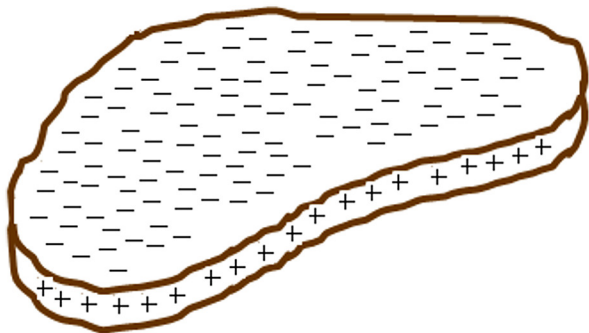


Figura 1. Representação morfológica de uma partícula coloidal de esmectita.

De acordo com Fontoura [7], o conceito de atividade química foi aplicado à engenharia de petróleo para quantificar as diferenças de potencial químico entre o folhelho e o fluido de perfuração. Segundo Yan e Deng [8], a atividade química possibilita comparar a energia livre parcial molar existente entre dois meios, e está relacionada com a energia livre das moléculas de água em uma solução. Soluções com alta concentração de soluto apresentam uma baixa atividade da água e soluções com baixas concentrações apresentam altas atividade da água.

Se a atividade do fluido de perfuração é maior que a atividade do folhelho há fluxo da água do fluido de perfuração para a formação. Se ocorrer o inverso, ou seja, se a atividade do folhelho for maior que a atividade do fluido de perfuração, ocorre fluxo da água da formação para o fluido de perfuração. Quando as atividades em cada lado da membrana são iguais, o sistema permanece em equilíbrio, não ocorrendo fluxo [6].

Quando dois fluidos de concentrações diferentes são separados por uma perfeita membrana semipermeáveis a água presente na solução menos concentrada flui para a região de maior concentração na tentativa de equilibrar o sistema, gerando assim um gradiente de pressão [9].

Segundo artigo de Al-Bazali [10], é possível realizar a manipulação do potencial químico (atividade da água) do fluido de perfuração para atenuar os problemas ocasionados pela instabilidade do poço contendo folhelhos, ou seja, fazer uso do potencial químico como força motriz para extrair a água dos folhelhos.

Sendo assim, observa-se uma grande necessidade de pesquisas para desenvolvimento e aprimoramento de fluidos de perfuração inibidos diante da problemática que o inchamento de formações reativas promove no processo de perfuração de poços de petróleo. Desta forma, este trabalho objetiva analisar a eficiência de fluidos de perfuração aquosos inibidos na perfuração de formações suscetíveis ao fenômeno do inchamento.

2 MATERIAIS

Foram estudadas duas amostras de argilas bentônicas: uma amostra de argila industrializada, conhecida comercialmente por Brasgel PA, e uma amostra de argila bentônica industrializada importada, naturalmente sódica, conhecida por Cloisite, ambas de alto grau de inchamento.

Para a preparação dos fluidos de perfuração poliméricos, foram utilizados os seguintes aditivos: antiespumante (líquido à base de silicone), viscosificante (goma xantana), redutor de filtrado (carboximetilcelulose de baixa viscosidade), controlador de pH (óxido de magnésio), inibidores de expansão (sulfato de potássio, acetato de potássio, citrato de potássio e cloreto de potássio, sendo este último utilizado para fins de comparação, já que o mesmo é amplamente utilizado pela indústria de petróleo), bactericida (solução

de (tetrakis)hidroximetilfosfônio)), lubrificante (óleo vegetal de alta lubricidade), e selante (calcita).

A formulação base para o preparo dos fluidos de perfuração utilizados neste estudo está descrita na Tabela 1 baseado na formulação desenvolvida por Lucena [11].

3 METODOLOGIA

3.1 Preparação dos Fluidos de Perfuração

Foram preparados fluidos de perfuração à base de água, compostos pelos aditivos citados na Tabela 1.

Os fluidos de perfuração foram preparados de acordo com a prática de campo, que consiste em adicionar os aditivos, um a um, sob agitação a uma velocidade constante de 17.000 rpm em agitador *Hamilton Beach*, modelo 936, obedecendo a ordem descrita acima permanecendo 5 minutos sob agitação a cada acréscimo de aditivo, com exceção do viscosificante, do redutor de filtrado e do selante, que permanecerão 10 minutos sob agitação.

3.2 Teste de Inchamento

O teste é baseado no *Standard Test Method for Swell Index of Clay Mineral Component of Geosynthetic Clay Liners* [12].

Para tanto, em uma proveta de 100 mL de capacidade contendo 90 mL de fluido de perfuração com inibidores na concentração definida (20 g de inibidor/ 350 mL de água) foram adicionados lentamente 1 g de argila bentonítica seca passada em peneira ABNT n° 200 (0,074 mm). As misturas foram deixadas em repouso por 10 minutos. Em seguida, foram realizados incrementos de 0,1 g de massa de Brasgel PA na solução a cada 10 minutos até atingir-se uma massa total de 2 g de argila na solução. O valor de inchamento foi registrado após 16h de repouso.

3.3 Determinação de Água Livre por Sucção Capilar

O *Capillary Suction Timer*, modelo 44.000 da FANN, é um equipamento que mede o tempo que uma determinada quantidade de água livre leva para percorrer uma placa de celulose utilizando eletrodos de detecção como pode ser

observado na Figura 2. Segundo Vidal [13] esse método é utilizado para indicar a permeabilidade do reboco formado por um fluido de perfuração à base de água e a quantidade de água livre quando em presença de argila.

A medida é feita colocando-se 5 mL de uma dispersão dentro de um cilindro em contato com o papel de filtro. Os eletrodos são conectados a um timer, permitindo a medição do tempo requerido para o filtrado fluir rapidamente por 0,5 cm de raio do suporte em acrílico do aparelho. As dispersões utilizadas foram preparadas 24 horas antes do ensaio.

3.4 Teste de Inibição Bentonítica

O teste de inibição bentonítica é um método que determina a quantidade máxima de argila que pode ser inibida por um fluido com inibidor. O procedimento baseado na metodologia desenvolvida por Patel et al. [14] consiste na incorporação diária de argila na concentração de 10g/ 350 mL de água no fluido de perfuração contendo inibidor e na obtenção das propriedades reológicas da mistura após a mesma ser submetida à temperatura de cerca de 66°C (150°F) por 16 horas, antes da adição de uma nova porção de argila na concentração de 10 g/ 350 mL de água. A obtenção das leituras foi realizada em viscosímetro a uma rotação de 3 rpm. Este procedimento foi realizado até o fluido atingir um valor de viscosidade que ultrapassa a capacidade de leitura dessa propriedade pelo equipamento.

3.5 Ensaio de Dispersibilidade

O equipamento utilizado para realização do teste de dispersibilidade foi o forno rotativo *Roller Oven* da marca *Fann* modelo 704 ES. Este equipamento é composto por células de aço inox com capacidade de 400 mL.

Adicionou-se 350 mL de fluido de perfuração em cada célula do forno rotativo, em seguida adicionou-se 20 g de amostra de folhelho previamente preparada (moída e peneirada); essa mistura foi agitada suavemente com uma espátula para promover assim a separação das partículas do folhelho. A rotação das células foi mantida em 50 rpm a aproximadamente 66°C por 16 horas.

Tabela 1. Formulação base dos fluidos de perfuração estudados

Aditivo	Concentração (g/ 350 mL de água)
Antiespumante	0,084
Viscosificante	1,5
Redutor de filtrado	3,0
Controlador de pH	1,0
Inididores de expansão	20,0
Bactericida	1,0
Lubrificante	10,5
Selante	15,0



Figura 2. Capillary Suction Timer da Fann.

Após a realização dessa etapa as células foram resfriadas a temperatura ambiente. Em seguida, o conteúdo da célula foi filtrado cuidadosamente em peneira de ABNT nº 100 mesh (abertura 0,150 mm), com vazão de água doce de cerca de 2 litros/ minuto para promover a lavagem da amostra. O material com granulometria inferior a 100 mesh foi considerado disperso, e seco em estufa a 60°C até atingir peso constante. O valor da dispersibilidade em percentagem é calculado pela Equação 1:

$$D = \left[\frac{(P_i - P_r)}{P_i} \right] \times 100 \quad (1)$$

Onde:

D = Dispersibilidade, %;

P_r = Peso do folhelho retido, g;

P_i = Peso inicial da amostra do folhelho, g.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nas Figuras 3a e 3b estão apresentados os resultados dos ensaios de inchamento dos inibidores sulfato de potássio, acetato de potássio, citrato de potássio e cloreto de potássio, além do fluido sem a presença de inibidor isoladamente na concentração (20g/ 350 mL de água) na presença das argilas Brasgel PA e Cloisite.

As classificações consideradas para o inchamento foram [15]:

- ≤ 2 mL/ g - não inchamento ou inchamento nulo;
- > 2 mL/ g e ≤ 5 mL/ g- inchamento baixo;
- > 5 mL/ g e ≤ 8 mL/ g- inchamento médio e,
- > 8 mL/ g - inchamento alto.

Analisando a Figura 3a, pode-se constatar que para a concentração de 20 g/ 350 mL os inibidores sulfato de potássio e citrato de potássio apresentaram inchamento nulo, de acordo com a classificação estabelecida pelo ensaio. Para o ensaio em água (sem presença de inibidor) a Brasgel

PA apresentou um inchamento de 15 mL/ g de argila, tal comportamento está associado a alta atividade química da água que gera um fluxo osmótico que promove migração de água da solução para a argila em estudo.

Pode-se analisar, por meio do gráfico contido na Figura 3b, que apenas o inibidor citrato de potássio apresentou nulidade de expansão na concentração de 20 g/ 350 mL de água, contudo valores de inchamento classificados como baixo foram obtidos para os demais inibidores. Observa-se em linhas gerais que foram obtidos valores mais pronunciados de inchamento da argila Cloisite que o apresentado pela argila Brasgel PA, tal fato pode ser explicado pela grande capacidade de expansão da argila Cloisite, pois, a mesma apresenta em sua composição um elevado teor de alumina que indica uma maior de fração argila bentonítica nessa amostra que promove uma maior dificuldade no controle da hidratação, necessitando assim de uma concentração mais elevada de parte dos inibidores para o controle efetivo da hidratação dessa amostra. O inchamento obtido para o ensaio da Cloisite em água foi de 17 mL/ g de argila.

A necessidade de um aumento na concentração de inibidor para um efetivo controle da expansão pode estar relacionado à atividade química. Sendo assim, para que o fluido de perfuração apresente uma atividade menor que a da formação, se faz necessário que o mesmo apresente sal (inibidor) como aditivo, para que assim o fluxo de água ocorra da formação para o fluido de perfuração, evitando assim a expansão.

A partir disto, pode-se indicar que a inibição observada pelo ensaio de inchamento está associada a este mecanismo, ou seja, à difusão de íons dos inibidores. Esses íons, se difundem da solução para a formação, intercalam-se entre as lamelas da argila, dificultando a penetração da água e assim impedindo o inchamento.

Na análise conjunta dos resultados obtidos para o controle de hidratação das argilas Brasgel PA e Cloisite, observa-se que em ambos os casos o inibidor citrato de potássio apresentou significativa capacidade de controle de hidratação das argilas estudadas. A alta capacidade de controle de hidratação deste inibidor pode ser proveniente da inibição física promovida pelo contra-íon que apresenta

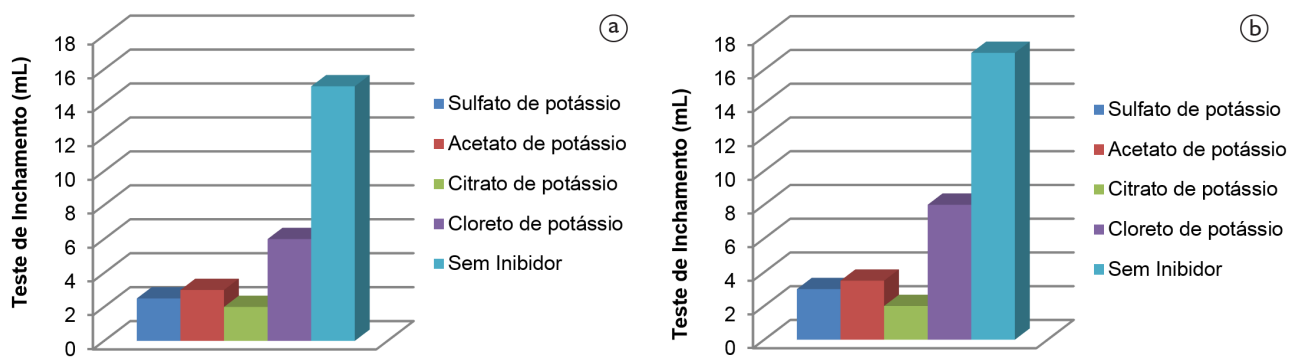


Figura 3. Teste de inchamento para fluidos sem inibidor e com os inibidores sulfato de potássio, acetato de potássio, citrato de potássio e cloreto de potássio para a concentração 20 g de inibidor/ 350 mL de água aplicado em relação a (a) argila Brasgel PA; (b) argila Cloisite.

três sítios ativos aniônicos, que promove um aumento da inibição física (a partir da união das arestas da argila) com o aumento da concentração.

As Figuras 4a e 4b apresentam os resultados dos ensaios de determinação do tempo de sucção para soluções sem a presença de inibidor e com os inibidores na concentração de 20 g/ 350 mL de água, em relação as argilas Brasgel PA e Cloisite.

A partir dos resultados obtidos por este ensaio é possível indicar qual aditivo apresenta a melhor capacidade de inibição, pois, quanto menor o tempo de sucção, maior a quantidade de água livre, e, conseqüentemente, menor a interação água-argila.

Foi determinado que os valores de tempo de sucção para as soluções sem a presença de inibidor foram de 117 segundos para a argila Brasgel PA e 148 segundos para a argila Cloisite. O elevado tempo de sucção capilar apresentado para as amostras submetidas ao ensaio indica que a ausência do sal inibidor faz com que a interação entre a água e a argila seja bastante acentuada. Este fenômeno de expansão ocorre, segundo Ewy e Stankovich [16] pela ausência do íon potássio que permite a fácil entrada de água nas camadas de argila promovendo a delaminação das mesmas e conseqüente afastamento de suas camadas.

Por meio da análise das Figuras 4a e 4b pode-se observar que houve registro do menor tempo de sucção para os fluidos contendo o inibidor citrato de potássio. Este resultado pode estar relacionado à baixa pressão osmótica apresentada por este inibidor que resulta na passagem de água no interior das amostras analisadas para o fluido de perfuração, obtendo-se assim um menor inchamento. Esta é provavelmente a justificativa para que este inibidor apresente os menores tempos de sucção capilar.

Observa-se que a introdução do aditivo inibidor promove excepcional diminuição dos valores de tempo de sucção, este comportamento relaciona-se com a transferência de íons de potássio para as camadas de formações reativas que promovem a diminuição da distância entre as placas de argila conduzindo a retração do inchamento. Assim, fica evidenciado que a presença de sais resulta em uma menor

atividade de água apresentando menor tempo de sucção capilar, pois, a presença do inibidor na solução disponibiliza uma maior quantidade de íons K^+ .

A Figura 5a e 5b, apresenta os resultados dos testes de inibição bentonítica para os inibidores estudados, em relação às argilas Brasgel PA e Cloisite.

Observa-se a partir das Figuras 5a e 5b que o aumento do teor de argila promove aumento dos valores das leituras obtidas para o conjunto solução com inibidor e argila, esse comportamento está relacionado com o fato de que a solução aquosa com sal disponibiliza certa quantidade de cátions que promovem a inibição da hidratação por meio da fixação por adsorção de tais cátions na superfície da argila, contudo, à medida que o teor de argila é adicionado menos cátions estarão disponíveis na solução aquosa, resultando assim, em uma maior interação de água-argila devido ao esgotamento de cátions na solução aquosa.

O desempenho dos inibidores de controle de expansão isentos de cloro foi comparado principalmente com o desempenho apresentado pelo cloreto de potássio. A partir destas figuras pode-se observar que os fluidos contendo inibidores isentos de cloro apresentaram propriedades inibitivas superiores aos fluidos preparados com cloreto de potássio, pois, observa-se que as soluções com inibidores isentos de cloro apresentam leituras a 3 rpm com valores menores aos observados em relação às soluções à base de cloro (até atingir o ponto de leitura máxima que o teste apresenta 300 rpm).

Os resultados observados na Figura 5a indicam que o citrato de potássio se apresentou como o inibidor mais efetivo no controle da hidratação da argila Brasgel PA. Essa constatação pode ser explicada pelo fato de que quanto menor for a interação argila-água, mais água livre a solução apresenta. Assim, menor será o valor de rotação obtido e, conseqüentemente, maior foi a efetividade do inibidor utilizado no controle da expansão.

Fazendo-se uma análise semelhante em relação à Figura 5b observa-se que a argila Cloisite apresenta comportamento semelhante ao observado para a Brasgel PA frente aos inibidores de hidratação. Contudo, é importante

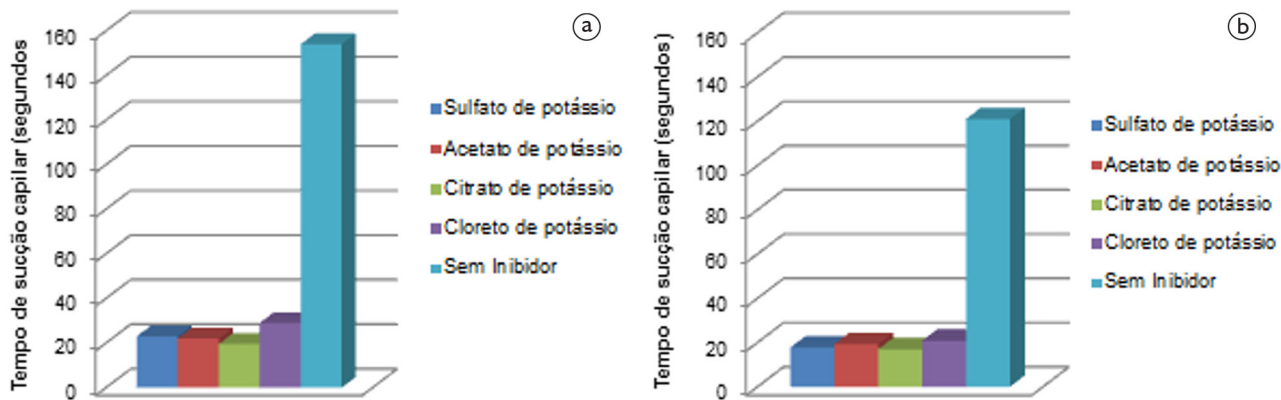


Figura 4. Tempo de sucção capilar para fluidos sem inibidor e com os inibidores sulfato de potássio, acetato de potássio, citrato de potássio e cloreto de potássio para a concentração 20 g de inibidor/ 350 mL de água aplicado em relação a (a) argila Brasgel PA; (b) argila Cloisite.

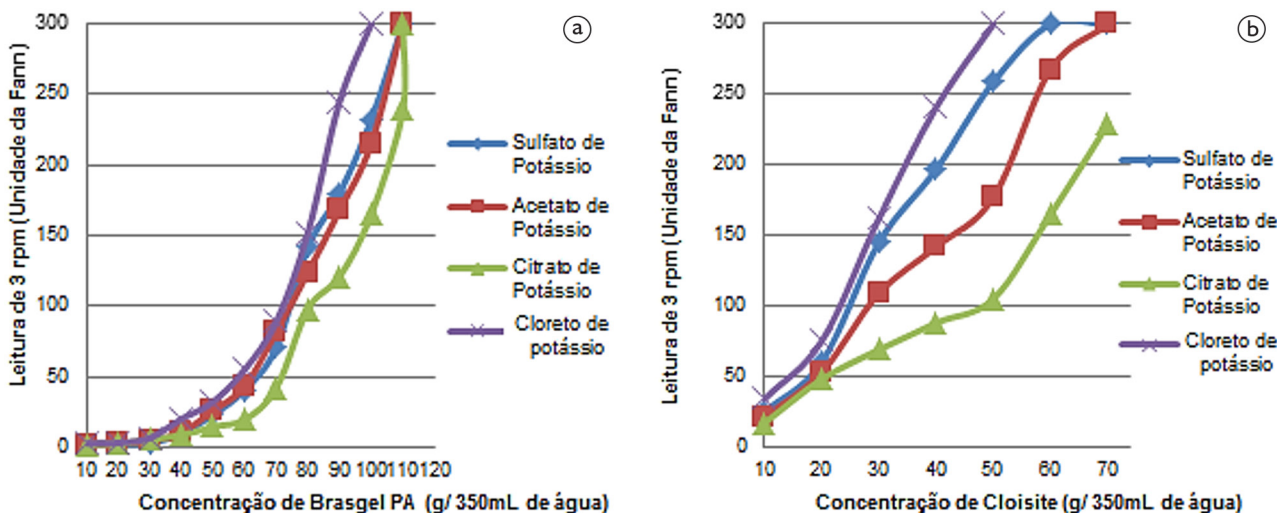


Figura 5. Teste de inibição bentonítica para os fluidos inibidos com sulfato de potássio, acetato de potássio, citrato de potássio e cloreto de potássio em relação à (a) argila Brasgel PA; (b) argila Cloisite.

ressaltar mais uma vez que foi observado menor controle de hidratação por parte dos inibidores para a argila Cloisite em relação ao obtido para a argila Brasgel PA. Este comportamento pode ser explicado por meio da maior reatividade que a primeira apresenta.

Ainda por meio da Figura 5b observa-se que o fluido contendo citrato de potássio mais uma vez, se mostrou mais efetivo no controle da interação água-argila, o que pode ser comprovado por meio das leituras para 3 rpm na concentração de argila de 50 g/ 350 mL de água, que foram de 259, 177, 105 e 300 rpm, respectivamente para o sulfato de potássio, acetato de potássio, citrato de potássio e cloreto de potássio. Estes resultados também indicam que o cloreto de potássio se comportou como o inibidor que atuou de forma menos eficiente quando comparado aos demais inibidores.

As amostras de argilas (Brasgel PA e Cloisite) foram submetidas aos testes de dispersibilidade com fluidos contendo os inibidores sulfato de potássio, acetato de potássio, citrato de potássio, cloreto de potássio e um fluido sem a presença de inibidor de inchamento como pode ser observado na Figura 6.

A dispersibilidade de formações reativas em um fluido de perfuração é função do tamanho da partícula do folhelho, da viscosidade e das propriedades inibitivas do fluido de perfuração. A dispersibilidade aumenta com o decréscimo do tamanho da partícula de folhelho e diminui com o incremento da viscosidade do fluido de perfuração. Quanto maior for o valor da dispersibilidade maior é a interação água-folhelho. Deste modo, valores baixos desta propriedade são desejáveis.

Pode-se verificar o percentual disperso medido dos fluidos contaminados com as argilas por meio da Figura 6, nas quais se observou menor grau de dispersibilidade do folhelho na presença dos fluidos contendo os inibidores isentos de cloro, quando comparados com os valores obtidos

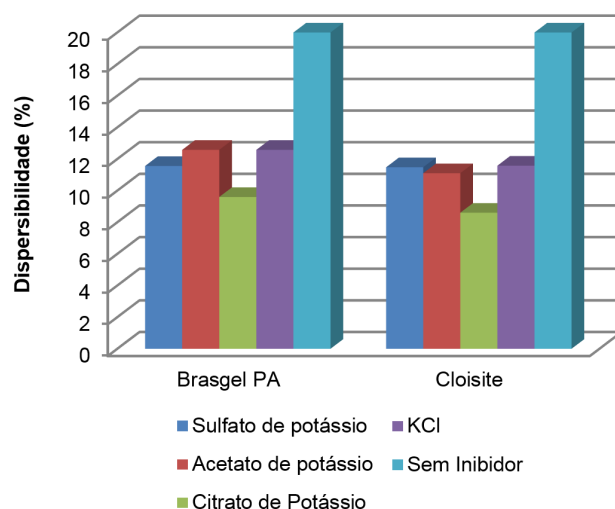


Figura 6. Ensaio de dispersibilidade de perfuração preparados com os inibidores sulfato de potássio, acetato de potássio, citrato de potássio e cloreto de potássio e para o fluido de perfuração sem a presença do inibidor para as argilas Brasgel PA e Cloisite.

para os fluidos sem a presença do inibidor, principalmente o citrato de potássio, indicando, assim, o bom desempenho deste aditivo na sua função primordial que é o controle da hidratação e consequente contenção da dispersibilidade.

Observou-se que com uso de fluido de perfuração com citrato de potássio PA como inibidor foi obtido menor grau de dispersão para ambas as amostras. A interação das argilas reativas com os fluidos de perfuração é de extrema importância para determinar o fluxo de água. Assim, indica-se que a presença do inibidor acarreta em um aumento na concentração de sal no fluido, fazendo com que o mesmo apresente atividade de água menor do que a observada na formação, promovendo assim, fluxo de água da formação para o fluido, resultando em uma diminuição da dispersibilidade.

A partir dos resultados apresentados pela Figura 6 pode-se indicar que o citrato de potássio novamente se mostrou o mais efetivo no controle de inchamento das amostras em geral. Este resultado confirma que a efetividade do inibidor citrato de potássio pode estar atrelada a várias características que o mesmo apresenta como maior valor de pH, que promove aumento da reologia do fluido e por consequência diminui a interação entre o folhelho e o fluido, assim como também que a alta capacidade de controle de hidratação deste inibidor pode ser proveniente também da inibição física promovida pelo contra-íon do mesmo que apresenta três sítios ativos aniônicos.

5 CONCLUSÕES

Com o objetivo de analisar a eficiência de fluidos de perfuração aquosos inibidos na perfuração de formações suscetíveis ao fenômeno do inchamento, conclui-se que:

- a amostra de argila Cloisite apresenta um controle de inchamento mais difícil do que o apresentado pela argila Brasgel PA;
- os inibidores isentos de cloro (sulfato de potássio, acetato de potássio e citrato de potássio) apresentaram resultados superiores no comparativo ao desempenho do inibidor contendo cloro em sua composição;
- os ensaios de avaliação da eficiência dos inibidores químicos (teste de inchamento, determinação do tempo de sucção capilar e inchamento bentonítico) indicaram que o inibidor citrato de potássio se apresentou como o de melhor desempenho e,
- o fluido preparado com o inibidor citrato de potássio apresentou o menor grau de dispersão para todas as amostras de folhelhos e de argilas estudadas.

REFERÊNCIAS

- 1 Albuquerque ACC, Vianna AM, Penna MO, Souza LS, Oliveira RMS, Kruger V, et al. Biodegradação de fluido de perfuração × condições operacionais. In: 26º Congresso Brasileiro de Microbiologia; 2011 Out. 2-6; Foz do Iguaçu, PR, Brasil. São Paulo: SBM; 2011.
- 2 Kehew E. Geology for engineers and environmental scientists. 3. ed. Englewood Cliffs: Prentice Hall; 2006.
- 3 Cardoso JJB. Estudo do inchamento de bentonitas sódicas e avaliação do desempenho de inibidores pela difração de raios X [dissertação de mestrado]. Rio de Janeiro. Universidade Federal do Rio de Janeiro; 2005.
- 4 Niu M, Wang S, Han X, Jiang X. Yield and characteristics of shale oil from the retorting of oil shale and fine oil- shale ash mixtures. Applied Energy. 2013;111:234-239. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.04.089>.
- 5 Van Oort E. On the physical and chemical stability of shales. Journal of Petroleum Science Engineering. 2003;38(3-4):213-235. [http://dx.doi.org/10.1016/S0920-4105\(03\)00034-2](http://dx.doi.org/10.1016/S0920-4105(03)00034-2).
- 6 Hawkes CD, McLellan, PJ, Ruan C, Maurer W. Wellbore instability in shales: a review of fundamental principles and GRI-funded research. Texas: GRI Project Manager; 2000.
- 7 Fontoura SAB. Geotechnical behavior of sedimentary argillaceous rocks. In: Proceedings of the 5th Asian Rock Mechanics Symposium; 2008; Tehran, Iran. Portugal: ISRM; 2009. p. 59-72.
- 8 Yan C, Deng J. Wellbore stability in oil and gas with chemical-mechanical coupling. Scientific World Journal. 2013;2013:1-9.
- 9 Ghassemi A, Diek A, Santos H. Influence of coupled chemo-poro-thermoelastic processes on pore pressure and stress distributions around a wellbore in swelling shale. Journal of Petroleum Science Engineering. 2009;67(1-2):57-64. <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2009.02.015>.
- 10 Al-Bazali TM. The consequences of using concentrated salt solutions for mitigating wellbore instability in shales. Journal of Petroleum Science Engineering. 2012;80(1):94-101. <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2011.10.005>.
- 11 Lucena DV. Fluidos inibidos para perfuração de folhelhos [tese de doutorado]. Campina Grande: Universidade Federal de Campina Grande; 2014.
- 12 American Society for Testing and Materials – ASTM. ASTM D 5890-11: standard test method for swell index of clay mineral component of geosynthetic clay liners. West Conshohocken: ASTM; 2011.
- 13 Vidal ELF. [Relatório de estágio]. Natal; 2007. 27 p. Documento interno da PETROBRAS.
- 14 Patel A, Stamatakis E, Young S, Friedheim J. Advances in inhibitive water based drilling fluids: can they replace oil based muds? In: Proceedings of the International Symposium on Oilfield Chemistry; 1995; Houston, Texas, USA. Texas: Society of Petroleum Engineers; 1995.

- 15 Ferreira HS. Otimização do processo de organofilização de bentonitas visando seu uso em fluidos de perfuração não aquosos [tese de doutorado]. Campina Grande: Universidade Federal de Campina Grande; 2009.
- 16 Ewy R, Stankovich RJ. Shale-fluid interactions measured under simulated downhole conditions. In: Proceedings of the SPE/ISRM Rock Mechanics Conference; 2002; Irving, Texas, USA. Texas: Society of Petroleum Engineers; 2002. 10 p.

Recebido em: 28 Ago. 2015

Aceito em: 4 Mar. 2016