

INFLUÊNCIA DE SAIS DE POTÁSSIO COMO INIBIDORES DE INCHAMENTO DE FOLHELHOS NO DESEMPENHO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO POLIMÉRICOS

Danielly Vieira de Lucena ¹

Carlos Magno Rocha Almeida Souto ²

Hélio de Lucena Lira ³

Luciana Viana Amorim ⁴

Resumo

A estabilidade de poços em trechos de folhelhos é bastante influenciada pelo tipo de fluido de perfuração utilizado na atividade de perfuração. Diante disso, quando é viável o uso de fluidos aquosos, há a necessidade da utilização de inibidores de inchamento para evitar a expansão que tais formações apresentam quando em contato com a água. Atualmente, novos produtos isentos de cloro estão sendo avaliados em virtude da preocupação ambiental. Assim, o objetivo deste trabalho é avaliar a influência de inibidores isentos de cloro nas propriedades reológicas e de filtração e na toxicidade de fluidos de perfuração poliméricos com potencial de aplicação na perfuração de poços petrolíferos que apresentem formações reativas. A partir da avaliação dos resultados, verificou-se que os fluidos desenvolvidos com os inibidores isentos de cloro apresentaram diferentes propriedades reológicas e de filtração. Esse comportamento está relacionado com as diferentes dosagens do íon K^+ (o íon potássio promove o controle do inchamento em formações reativas) presente nos fluidos estudados. Os resultados também indicaram que todos os fluidos desenvolvidos são atóxicos.

Palavras-chave: Fluidos poliméricos; Formações reativas; Inibidores de inchamento.

INFLUENCE OF POTASSIUM SALTS AS INHIBITORS OF SHALE SWELLING IN THE PERFORMANCE OF POLYMER DRILLING FLUIDS

Abstract

Stability of well in layer with shale is strongly influenced by the kind of drilling fluid used in the drilling activity. Therefore, when its praticle the use of aqueous fluids, then it is need to use swelling inhibitors to avoid the expansion of such formations shows in water presence. Actually, new products chlorine-free has been tested due to enviroment concern. Thus, the aim of this work is to evaluate the influence of chlorine-free inhibitors in the rheological and filtration properties and polymeric drilling fluid toxicity with the potential to be applied in drilling oil wells that have reactive-formations. From the evaluation of the results, it was verified that the fluids developed with chlorine-free inhibitors showed different rheological and filtration properties. This behavior is related to the different dosages of K^+ ion (the potassium ion promotes the control of the swelling reaction formations) present in the studied fluids. The results also indicated that all fluids are non-toxic.

Keywords: Polymer fluids; Reactive formation; Swelling inhibitors.

I INTRODUÇÃO

A escolha do fluido de perfuração é uma das tarefas mais importantes na perfuração de um poço. Dentre as dificuldades operacionais encontradas nas operações de perfuração, destacam-se a remoção do cascalho, a manu-

tenção da estabilidade das formações, a lubricidade e a formação de um revestimento impermeável na parede do poço, de modo a impedir a penetração do fluido de perfuração na formação [1,2].

¹Engenheira de Materiais, Professora Doutora, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia – IFPB, Campina Grande, PB, Brasil. E-mail: daniellymateriais@yahoo.com.br

²Graduando em Engenharia de Materiais, Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Campina Grande, PB, Brasil. E-mail: carlosmras@gmail.com

³Químico Industrial, Professor Doutor, Unidade Acadêmica de Engenharia de Materiais, Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Campina Grande, PB, Brasil. E-mail: heliol@dema.ufcg.edu.br

⁴Engenheira de Materiais, Professora Doutora, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Campina Grande, PB, Brasil. E-mail: lucianav@dem.ufcg.edu.br

Os fluidos de perfuração base óleo, largamente utilizados há décadas, apresentam vantagens em relação aos fluidos de base aquosa, principalmente no que diz respeito ao controle de inchamento e estabilidade de formações reativas comumente encontradas em reservas petrolíferas como são os folhelhos.

As formações reativas quando em suspensão aquosa, fixam por adsorção uma quantidade considerável de líquido, com aumento aparente do próprio volume, aumentando a distância interplanar basal das camadas da argila. Esse fenômeno é conhecido como inchamento ou expansão. A magnitude deste fenômeno depende da natureza dos cátions trocáveis e da estrutura do meio circundante [2]. As consequências da expansão variam desde o desmoronamento das paredes e alargamento do poço, até seu completo fechamento. Assim, a estabilidade de poços de petróleo vem sendo estudada considerando os aspectos mecânicos e químicos da rocha, com relação às interações fluido-folhelho [3,4].

A argila bentonítica aparece frequentemente como componente de formações expansíveis e causa problemas em perfurações de poços de petróleo. Ao entrar em contato com o fluido à base de água sofre hidratação, podendo reduzir o diâmetro do poço e ter os fragmentos argilosos dispersos e incorporados ao próprio fluido, contaminando-o de modo que importantes parâmetros reológicos, além do peso específico e do volume de filtrado, são alterados [5].

O movimento de água no interior dos folhelhos ocorre em função do gradiente de atividade química existente entre os fluidos de perfuração e os folhelhos, devido à pressão osmótica. A atividade química define a salinidade de um fluido de perfuração, sendo assim, um fluido de perfuração que possui alta atividade, apresenta baixa salinidade, fazendo assim, com que ocorra fluxo de água para dentro da formação. Deste modo, a presença de sais (inibidores de expansão) no fluido de perfuração é indispensável para a manutenção da estabilidade de formações reativas [6].

Os inibidores de inchamento não devem apenas reduzir significativamente a hidratação das formações reativas, mas também atender as diretrizes ambientais cada vez mais rigorosas. Chamam-se inibidores de inchamento os compostos químicos capazes de reduzir o inchamento de formações reativas, ocasionados pelo contato com fluidos aquosos [4].

O aumento das exigências dos órgãos ambientais nos últimos anos tornou cada vez mais restrito o uso desse tipo de fluido [3]. Esta crescente demanda ambiental resultou em um grande interesse no desenvolvimento de fluidos à base de água de alto desempenho. Para tal, há a necessidade do uso de inibidores de argilas e folhelhos com o objetivo de evitar a incorporação dos sólidos perfurados ao fluido de perfuração, o inchamento e o desmoronamento das paredes do poço [4]. O uso deste aditivo torna adequada a aplicação de fluidos aquosos nas formações sensíveis à água [5].

Durante muitas décadas, vários aditivos químicos foram usados como inibidores da reatividade de folhelhos [6].

Os fluidos precursores e mais utilizados eram formulados a partir de soluções salinas em alta concentração, principalmente com o uso de cloreto de potássio (KCl) e cloreto de sódio (NaCl). Os cátions desses sais possuem diâmetros menores que o da água e tendem a ficar entre as camadas de argila, evitando assim a hidratação da mesma, pois, os cátions de tais sais quando dissolvidos em água se dissociam disponibilizando os cátions em solução, estes cátions por sua vez são atraídos pela superfície negativa da argila promovendo assim, o controle da expansão, pois evitam o aumento do espaçamento interplanar basal de tais formações na presença de água [7]. Entretanto, estes sais em grandes quantidades afetavam negativamente os sistemas biológicos e químicos, impondo limitações ao seu uso, como a compatibilidade aos outros aditivos do fluido de perfuração e flexibilidade ao seu uso [8].

Segundo Churchman [9], os polímeros catiônicos são largamente utilizados na indústria de petróleo, principalmente, por exibirem boa eficiência na inibição da reatividade dos folhelhos, pois interagem fortemente com as entrecamadas negativamente carregadas dos folhelhos reativos. Contudo, Rosa et al. [10] alertam para o fato de que a toxicidade e a incompatibilidade dos polímeros catiônicos com outros aditivos aniônicos, limitam o uso dos primeiros nos fluidos de perfuração.

Um cátion age como uma ponte entre as camadas de argila. Cátions divalentes possuem uma maior força de atração, apresentando assim a capacidade de ligar duas camadas com maior intensidade, minimizando consideravelmente o inchamento. O íon potássio é uma exceção dentre os íons monovalentes, devido ao seu raio hidratado ajustar-se perfeitamente no espaço entrecamadas, diferentemente dos outros cátions monovalentes que se hidratam excessivamente, causando o inchamento da argila. De forma geral, os íons com menor diâmetro hidratado tendem a ter maior atividade inibidora de reatividade, por este motivo os sais de potássio são considerados uma ótima alternativa no controle de expansão de formações ativas [8].

O potássio possui grande afinidade com fluidos poliméricos. Tem grande capacidade inibidora, impedindo a hidratação das esmectitas (argila hidratável) que com a presença do íon K^+ no espaço intercamadas são transformadas em ilitas (argila não-hidratável) [11]. Silva [12] cita que há seletividade (afinidade) das montmorilonitas por potássio à medida que este se apresenta numa quantidade suficiente para evitar o aumento do espaço entre as camadas das formações ativas.

Diante deste contexto, o objetivo deste trabalho é avaliar a influência de inibidores isentos de cloro nas propriedades reológicas e de filtração e na toxicidade de fluidos de perfuração poliméricos com potencial de aplicação na perfuração de poços petrolíferos de várias regiões do país que apresentem formações reativas.

2 MATERIAIS

Foram utilizadas amostras de folhelhos reativos à água do Recôncavo baiano, tais formações se caracterizam pela grande quantidade de argila do tipo bentonita em sua composição.

Para a preparação dos fluidos de perfuração poliméricos foram utilizados os seguintes aditivos: antiespumante (líquido à base de silicone), viscosificante (goma xantana na forma de pó), redutor de filtrado (carboximetilcelulose de baixa densidade), controlador de pH (MgO em pó), inibidores de argila expansiva (sulfato de potássio, acetato de potássio e citrato de potássio), bactericida (solução de sulfato de (tetrakis)hidroximetilfosfônio), lubrificante (óleo vegetal de alta lubricidade tratado quimicamente com ácidos e neutralizantes alcalinos) e selante (calcita).

3 METODOLOGIA

3.1 Preparação dos Fluidos de Perfuração

Foram desenvolvidos fluidos de perfuração à base de água com os aditivos citados no tópico anterior. Na Tabela I são apresentadas as composições tomadas por base para o desenvolvimento dos fluidos a serem estudados. Os fluidos de perfuração foram preparados para cada um dos inibidores (sulfato de potássio (composições denominadas de A), acetato de potássio (composições denominadas de B) e citrato de potássio (composições denominadas de C) e para fluidos sem a presença do inibidor (composições denominadas de SI).

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 13.000 rpm em agitador *Hamilton Beach*, modelo 936, obedecendo a ordem descrita na Tabela I, a qual também indica quais os aditivos e concentrações que foram utilizados no desenvolvimento das formulações dos fluidos inibidos.

Os resultados obtidos foram comparados com os de fluidos padrão (FP) obtidos por Lucena [13], fazendo uso de aditivos utilizados pela PETROBRAS. O fluido padrão (FP) tem como aditivo de controle de inchamento uma mistura de inibidores que apresenta cloro em sua composição. As formulações não podem ser divulgadas por questões de sigilo da empresa.

3.2 Estudo Reológico dos Fluidos de Perfuração

Após repouso de 24 horas, foi realizado o estudo reológico dos fluidos de perfuração. Para isso, o fluido foi agitado durante 5 minutos em agitador mecânico *Hamilton Beach*, modelo 936, na velocidade de 17.000 rpm. Após a agitação, o fluido foi transferido para o recipiente do viscosímetro Fann modelo 35A. O viscosímetro foi acionado na velocidade de 600 rpm durante 2 minutos e efetuada a leitura. Logo após, a velocidade foi mudada para 300 rpm, efetuando a leitura após 15 segundos. Com os dados das leituras obtidas no viscosímetro, foram calculadas as viscosidades aparente (VA) e plástica (VP) em cP, e o limite de escoamento (LE) em N/m² de acordo com a norma I 3 B-1 da API [14].

3.3 Estudo do Volume de Filtrado

A determinação do volume de filtrado (VF) dos fluidos de perfuração foi realizada após 24 horas de repouso dos mesmos. Os fluidos de perfuração foram submetidos a agitação por 1 minuto, em agitador mecânico *Hamilton Beach*, modelo 936, na velocidade de 17.000 rpm. Em seguida, o fluido foi transferido para o recipiente do filtro-prensa API, e submetido a uma pressão da ordem de 7,0 kgf/cm² (100 psi). Após 30 minutos, o filtrado foi lido e obteve-se a medida do volume do filtrado, expresso em mL.

3.4 Ensaio de Inchamento Linear

Para a realização do ensaio de inchamento linear foram preparados corpos de prova (pastilhas) de folhelhos de acordo com o procedimento descrito no manual do equipamento. Para confecção de cada pastilha, a argila

Tabela I. Aditivos e concentrações utilizados nas formulações dos fluidos de perfuração

Componentes	Unidades	F1	F2	F3	F4
Água (mL)	mL	350	350	350	350
Anti-espumante	Gotas	6	6	6	6
Viscosificante	g/350mL*	0,75	1,5	0,75	1,5
Redutor de filtrado	g/350mL*	2,5	2,5	3,5	3,5
Controlador de pH	g/350mL*	1,0	1,0	1,0	1,0
Inibidor de expansão	g/350mL*	16,0	16,0	16,0	16,0
Bactericida	g/350mL*	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante	g/350mL*	3,0	3,0	3,0	3,0
Selante	g/350mL*	15,0	15,0	15,0	15,0

*350 mL de água.

ativada e o folheto (20g) foram colocados em um cilindro compactador e submetidas a uma pressão de 10.000 psi por 1 h e 30 min. Para a compactação, utiliza-se o compactador hidráulico do Linear Swell Meter, da FANN. Em seguida, as pastilhas são colocadas em um dessecador contendo uma solução saturada de cloreto de cálcio por 24 h, para garantir uma umidade relativa de 5%. Após esse tempo, as pastilhas foram pesadas e medidas suas alturas. No ensaio de inchamento linear os corpos de prova foram imersos em formulações diferentes de fluidos de perfuração. Esta medida foi realizada no equipamento Linear Swell Meter.

3.5 Teste de Toxicidade

Foram realizados ensaios de toxicidade com os fluidos que apresentaram o melhor desempenho em relação às propriedades reológicas e de filtração.

A toxicidade segundo Veiga [15], é realizada da seguinte maneira: certo volume fluido de perfuração é misturado a um volume de água do mar nove vezes maior que o volume de fluido utilizado. Essa mistura é agitada por 5 minutos e, em seguida, deixada por 1 hora em repouso. Surgirá assim, a chamada FPS ou fração particulada suspensa, que é o material sobrenadante desta mistura. Este ensaio permite avaliar a toxicidade aguda dos fluidos formulados em relação ao microcrustáceo *Mysidopsis juniae*. Deste modo, o organismo padrão, da espécie Misidáceo, é

exposto à FPS por 96 horas. O teste fornece um parâmetro expresso em partes por milhão, denominado CL50, que é a Concentração Letal que mata 50% dos organismos dentro de um período de 96 horas.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

As propriedades reológicas (viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP) e limite de escoamento (LE)), e de filtração (volume do filtrado (VF)), obtidas para os fluidos inibidos com sulfato de potássio estão apresentadas na Figura 1. As linhas em destaque presentes nas Figuras citadas representam a faixa dos valores de cada uma das propriedades analisadas para o fluido denominado fluido padrão (FP).

Observa-se que as composições referentes ao fluido padrão (FP) apresentaram grande variação nas propriedades reológicas. Esse comportamento se deve, provavelmente, à variação das concentrações dos aditivos nas formulações estudadas, já que para o preparo do FP foram utilizadas as composições de acordo com Lucena [13].

A análise dos resultados evidenciou significativas variações nos valores das propriedades reológicas e de filtração dos fluidos desenvolvidos. Além disto, observou-se que as propriedades apresentadas pela maioria dos fluidos formulados foram condizentes com as apresentadas pelo

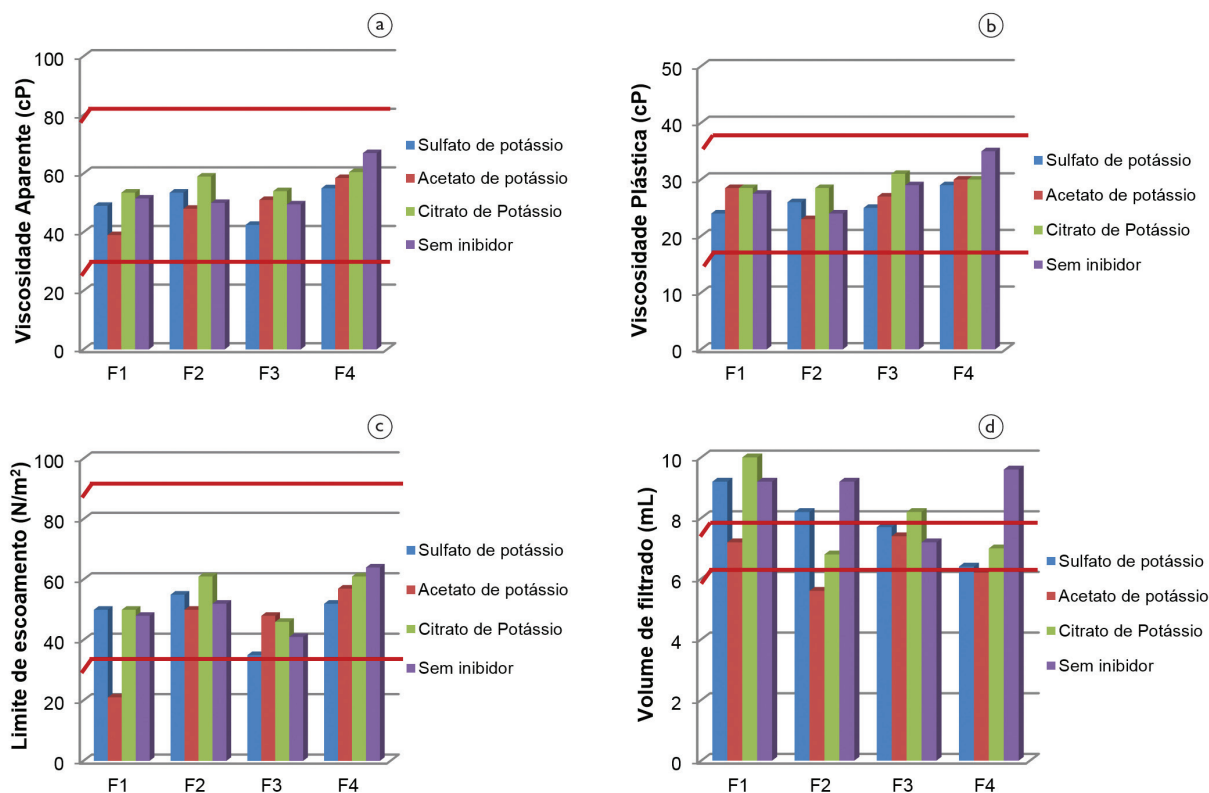


Figura 1. Gráficos dos fluidos preparados com os inibidores sulfato de potássio, acetato de potássio, citrato de potássio e sem inibidor, em relação a: a) viscosidade aparente (VA), b) viscosidade plástica (VP), c) limite de escoamento (LE) e d) volume de filtrado (VF).

fluido padrão, ou seja, que os fluidos preparados com os inibidores de expansão isentos de cloro, apresentaram propriedades reológicas e de filtração próximas, e para alguns casos superiores, as dos fluidos preparados com os inibidores da PETROBRAS. Esse comportamento pode indicar que é possível o desenvolvimento de um fluido de perfuração aquoso inibido com inibidores isentos de cloro com desempenho compatível com o estabelecido pelos fluidos utilizados comercialmente, sendo os fluidos preparados com acetato de potássio, aqueles que apresentam desempenho mais próximo ao observado para o fluido padrão.

Foram observadas significativas variações nos valores das propriedades reológicas, de filtração e de lubrificidade dos fluidos. Em geral, os fluidos que apresentam em sua composição os maiores teores de aditivos apresentaram os maiores valores de VA e VP e os menores valores de VF.

Os valores de VA variaram de 39,0 cP para o fluido F1B a 63,0 cP para o fluido F4B, que apresentam em suas formulações as menores e as maiores concentrações de viscosificante e redutor de filtrado, respectivamente. As propriedades avaliadas VP e LE também seguiram a mesma tendência observada para a VA, ou seja, apresentaram aumento em seus valores com o aumento da concentração do viscosificante e do redutor de filtrado.

Em relação aos valores de VF, foi observado que os fluidos F2B e F4B apresentaram valores próximos ao valor mínimo estabelecido pelo padrão. Ambos os fluidos apresentam em sua composição o maior teor de redutor de filtrado dentre as formulações estudadas. Esse comportamento comprova a efetiva ação deste aditivo na redução das perdas por filtração, uma vez que o aumento da concentração do redutor de filtrado promove uma redução nos valores de VF.

Os diferentes comportamentos reológico e de filtração dos fluidos podem ser explicados pela natureza de cada um dos aditivos (sulfato de potássio, acetato de potássio e citrato de potássio) que foram adicionados com a função de inibidores de expansão. O sulfato de potássio pode ser descrito como um sal que apresenta coloração esverdeada, inorgânico, isento de cloretos, e que não hidrata na presença de água [8]. O acetato de potássio é um composto iônico altamente higroscópico, contudo se torna interessante para aplicação por ser facilmente biodegradável [16]. O citrato de potássio é um composto químico que se apresenta como um sólido branco cristalino levemente higroscópico [17].

Diante do exposto, é possível indicar que os diferentes comportamentos reológicos e de filtração apresentados por cada fluido com os diferentes inibidores (A, B e C) pode ocorrer devido as diferentes dosagens de potássio (explicada, por exemplo, pelo comportamento higroscópico de alguns dos inibidores, como por exemplo, o acetato de potássio, que faz com que o valor pesado não seja apenas de inibidor, mas também da água absorvida pelo mesmo quando em exposto ao ar durante a pesagem).

Com o ensaio de inchamento linear avaliou-se o comportamento dos fluidos inibidos com sulfato de potássio (F4A), acetato de potássio (F4B) e citrato de potássio (F4C). Os fluidos foram selecionados, como mencionado anteriormente de acordo com o desempenho apresentado em relação às propriedades reológicas, de filtração e lubrificidade, comparadas ao padrão estabelecido. O F4SI (fluido sem inibidor), também foi submetido ao ensaio para fins comparativos.

As Figuras 2 e 3 mostram as curvas obtidas a partir das medidas de porcentagem de inchamento linear dos corpos de prova de produzidos folhelhos do Recôncavo baiano (Formação Candeias) e do Recôncavo baiano (Formação São Sebastião), respectivamente, em função

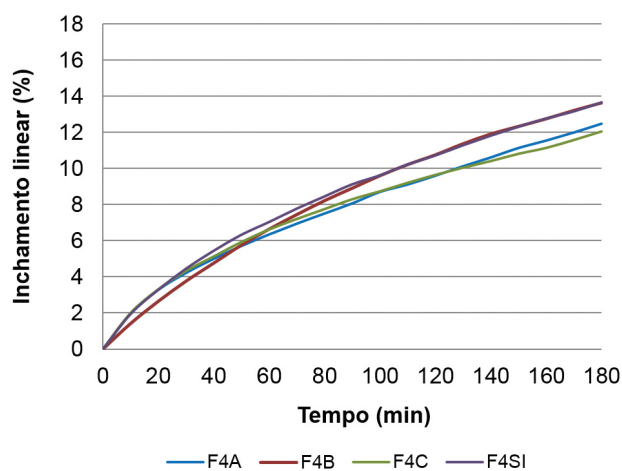


Figura 2. Porcentagem de inchamento linear dos corpos de prova de folhelho ativo da formação Candeias do Recôncavo baiano em função do tempo de contato, na presença dos fluidos de perfuração selecionados.

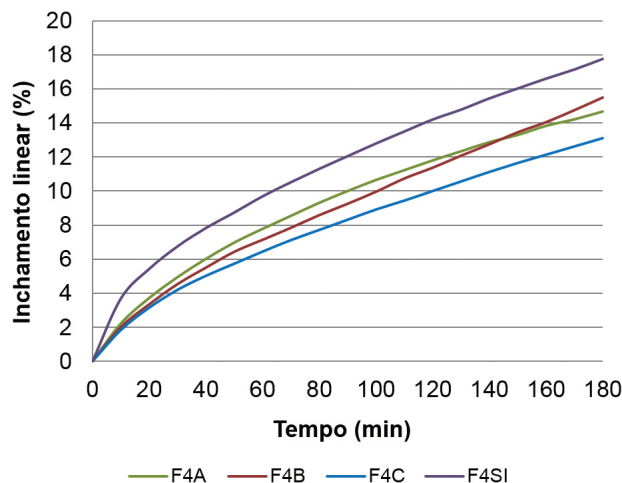


Figura 3. Porcentagem de inchamento linear dos corpos de prova de folhelho ativo da formação São Sebastião do Recôncavo baiano em função do tempo de contato, na presença dos fluidos de perfuração selecionados.

Tabela 2. Resultados de sobrevivência e de mortalidade de misidáceos durante a realização do teste de toxicidade com 96 horas de duração conduzido com os fluidos F4A, F4B, F4C e F4SI

Fluidos	Número de misidáceos mortos					LC50 (ppm)
	0 horas	24 horas	48 horas	72 horas	96 horas	
F4A	0	0	6	8	19	49.741
F4B	0	0	8	12	20	40.786
F4C	0	0	2	12	20	41.643
F4SI	30	30	28	24	15	64.000

do tempo de contato com os fluidos de perfuração selecionados.

Pode-se observar que foram obtidos comportamentos distintos entre os fluidos submetidos ao ensaio, para um tempo de contato de 180 min (3 h).

Fazendo um comparativo geral, o fluido preparado com citrato de potássio como inibidor apresentou os menores percentuais de inchamento linear, dentre os fluidos analisados, para análise de inchamento das pastilhas de ambos os folhelhos.

Ao analisarmos a taxa de inchamento linear dos fluidos selecionados, em relação às pastilhas confeccionadas com folhelho ativo da Formação Candeias (Figura 2), observa-se neste caso que o fluido F4C apresentou a menor taxa de inchamento observada, sendo esta de 12,06%, que é um valor satisfatório de inchamento, já que o percentual de 11,0% de expansão é o considerado ideal. Os fluidos F4A e F4C, também apresentaram os menores valores de inchamento dos fluidos preparados respectivamente com sulfato e acetato de potássio, sendo estes 12,47% para o F4A e 13,65% para o F4C.

Ao fazermos a mesma análise anterior, para os folhelhos da formação São Sebastião (Figura 3) observamos que o menor inchamento também foi constatado para o fluido preparado com citrato de potássio como inibidor de expansão, os resultados obtidos foram 14,66%, 14,47% e 13,09%, respectivamente para os fluidos F4A, F4B e F4C.

Todos os fluidos inibidos apresentaram para os dois casos analisados menores taxas de inchamento linear que os fluidos que não apresentavam inibidor de inchamento em sua composição.

Levando-se em consideração o desempenho inibitivo, a princípio, seria recomendável o uso de um fluido inibido com o inibidor citrato de potássio. Além disso, é importante destacar que, além da vantagem de desempenho, os fluidos formulados com isenção de cloro em sua composição (fluidos inibidos com sulfato, acetato e citrato de potássio), também são mais adequados devido às exigências dos órgãos ambientais, que estabelecem um teor máximo de cloreto para descarte tanto do fluido de perfuração quanto dos cascalhos perfurados. Deste modo as formulações desenvolvidas apresentam melhor desempenho ambiental. É importante ressaltar que a quantidade de inibidor utilizada nos fluidos inibidos é aproximadamente a metade da utilizada para a preparação dos fluidos comerciais (com produtos com presença de cloro).

Os ensaios de toxicidade foram realizados para os fluidos F4 (com os inibidores sulfato de potássio (F4A), acetato de potássio (F4B), citrato de potássio (F4C) e sem inibidor (F4SI).

O valor do LC50 (concentração letal média) para 96 horas é inversamente proporcional à toxicidade, ou seja, quanto menor for o seu valor, maior grau de toxicidade a amostra apresenta. Para o teste de toxicidade, o valor mínimo estabelecido para o limite de toxicidade é de 30.000 ppm [15].

A Tabela 2 apresenta o número de misidáceos mortos em um período de 96 horas, sendo as leituras realizadas a cada 24 horas, para as diferentes formulações de fluidos submetidas ao teste.

A partir da Tabela 2, observou-se que os resultados obtidos para os fluidos foram superiores ao mínimo permitido de LC50 (30000ppm), e que o fluido F4A, inibido com sulfato de potássio, apresenta dentre os fluidos com presença de inibidor, o maior valor desta medição (49.741 ppm).

A toxicidade obtida pelos valores de LC50 superiores ao mínimo exigido indica a toxicidade nula dos fluidos desenvolvidos, ou seja, que o uso de inibidores com ausência do cloro em sua composição de fato promove a obtenção de um fluido com características atóxicas e comprova a sua natureza ecologicamente correta.

5 CONCLUSÕES

Com o objetivo de avaliar a influência de inibidores isentos de cloro nas propriedades reológicas e de filtração e na toxicidade de fluidos de perfuração poliméricos com potencial de aplicação na perfuração de poços petrolíferos de várias regiões do país que apresentem formações reativas, concluiu-se que:

- os fluidos F1B, F2B, F2C, F3B, F4A, F4B e F4C apresentaram propriedades reológicas e de filtração dentro da faixa estabelecida pelo FP;
- os diferentes comportamentos reológico e de filtração dos fluidos podem ser explicados pela natureza de cada um dos inibidores (sulfato de potássio, acetato de potássio e citrato de potássio) que foram adicionados com a função de inibidores de expansão;

- os fluidos desenvolvidos podem ser considerados atóxicos, apresentando possível aplicabilidade em processos de perfuração de poços com o indicativo de promover uma operação ambientalmente segura;
- é possível o desenvolvimento de fluidos inibidos com desempenho compatível com os fluidos utilizados pelo setor de perfuração de poços de petróleo.

Agradecimentos

Ao Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP pelo apoio financeiro, a Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – ANP, ao PRH- 25 da UFCG, à System Mud Indústria e Comércio Ltda. pelo fornecimento dos aditivos estudados, ao LABDES pelo uso de suas instalações físicas e ao Laboratório de Oceanografia da UFRN pela realização dos testes de toxicidade.

REFERÊNCIAS

1. Albuquerque ACC. *Utilização de polímeros quimicamente modificados como aditivos para fluidos de perfuração de base aquosa* [dissertação de mestrado]. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro; 2006.
2. Lucena DV, Leite RS, Amorim LV, Lira HL. Aplicação do planejamento experimental no estudo de fluidos inibidos isentos de cloro: Parte I. *Revista Eletrônica de Materiais e Processos*. 2010;5(3):42-49.
3. Corrêa CC, Nascimento RSV, Marques de Sá CH. Estudo das interações química e mecânica entre rocha-fluido de perfuração que contribuem para a instabilidade dos poços de petróleo. In: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. *Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás; 2004 Outubro 2-5; Salvador, Brasil*. Salvador: IBP; 2004.
4. Pereira E. *Uso de Inibidores de Argilas como Solução de Problemas em Sondagem* [página da internet]. 2007. [acesso em 2 nov 2010]. Disponível em: www.systemmud.com.br
5. Kjøsnæs I, Loklingholm G, Saasen A, Syrstad SO, Agle A, Solvang KA. Successful water based drilling fluid design for optimizing hole cleaning and hole stability. In: Society of Petroleum Engineers. *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference & Exhibition; 2003 Outubro 20-22; Abu Dhabi, United Arab Emirates*. Abu Dhabi: SPE; 2003. p. 20-22.. <http://dx.doi.org/10.2523/85330-MS>.
6. Vidal ELF, Felix TF, Garcia RB, Costa M, Girão JHS. Aplicação de novos polímeros catiônicos como inibidores de argila em fluidos de perfuração à base de água. In: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. *Anais do 4º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás; 2007 Outubro 21-24; Campinas, Brasil*. Campinas: IBP; 2007. p. 1-5.
7. Vidal ELF. *Avaliação do comportamento de argila ativada na presença de água destilada, de soluções salinas e de inibidores de hidratação catiônicos* [Dissertação de Mestrado]. Natal: Universidade Federal do Rio Grande do Norte; 2009.
8. Almeida RDF, Silva WGAL. *Avaliação de fluidos de perfuração de base aquosa contendo poliglicóis modificados* [Monografia]. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro; 2010.
9. Churchman GJ. Formation of complexes between bentonite and different cationic polyelectrolytes and their use as sorbentes for non-ionic and anionic pollutants. *Applied Clay Science*. 2002;21(3-4):177-189. [http://dx.doi.org/10.1016/S0169-1317\(01\)00099-0](http://dx.doi.org/10.1016/S0169-1317(01)00099-0).
10. Rosa RS, Rosa A, Farias SB, Garcia MH, Coelho AS. A new inhibitive water-based fluid: a completely cationic system. In: Society of Petroleum Engineers. *SPE Latin American And Caribbean Petroleum Engineering Conference; 2005 Junho 20-23; Rio de Janeiro, Brasil*. Rio de Janeiro: SPE; 2005. <http://dx.doi.org/10.2118/94523-MS>.
11. Holt RM, Sonstevo EF, Svano G, Bostrom B. Time dependent borehole stability: laboratory studies and numerical simulation of different mechanisms in shale. In: Society of Petroleum Engineers. *Rock Mechanics in Petroleum Engineering; 1994 Agosto 29-31; Delft, Netherlands*. Delft: SPE; 1994. p. 259-266.
12. Silva GV. *Roteiro de testes para avaliação do caráter de inibição dos sais de cloretos e polímeros utilizados nas operações de perfuração de poços de petróleo e gás*. Natal: UFRN; 2005.
13. Lucena DV. *Desenvolvimento de fluidos de perfuração com alto grau de inibição ambientalmente corretos* [dissertação de mestrado]. Campina Grande: Universidade Federal de Campina Grande; 2011.
14. American Petroleum Institute. *Norma API: Recommended Practice 13B-1*. Washington: API; 2003.
15. Veiga LF. *Estudo da toxicidade marinha de fluidos de perfuração de poços de óleo e gás* [dissertação de mestrado]. Niterói: Universidade Federal Fluminense; 1998.

16. System Mud. *Boletim técnico - fluidos de perfuração*. 2012 [acesso em 13 fev 2012]. Disponível em: http://www.systemmud.com.br/novo_boletim/dompdf/geraPdf.php?input_file=layoutBt.php&paper=a4&PROid=37&output_file=SM%20HIB
17. Avantor – Performance Materials [página da internet]. 2012. [acesso em 22 jul 2012]. Disponível em: <http://www.jtbaker.com/msds/englishhtml/p5675.htm>.

Recebido em: 19 Jun. 2014

Aceito em: 28 Out. 2014