

Avaliação da eficiência de inibidores de argilas expansivas para uso em fluidos de perfuração

R. C. A. M. Nascimento^{1*}; T. M. Vieira²; L. V. Amorim³; H. L. Lira¹

¹Departamento de Engenharia de Materiais, UFCG, Rua Aprígio Veloso, 882, Bairro: Bodocongó, CEP: 58109-900, Campina Grande – PB

²Departamento de Engenharia de Química, UFCG, Rua Aprígio Veloso, 882, Bairro: Bodocongó, CEP: 58109-900, Campina Grande – PB

³Pesquisadora Visitante PRH-25/ANP, UFCG, Rua Aprígio Veloso, 882, Bairro: Bodocongó, CEP: 58109-900, Campina Grande – PB

(Recebido em 20/05/2009; revisado em 20/08/2009; aceito em 25/08/2009)

(Todas as informações contidas neste artigo são de responsabilidade dos autores)

Resumo:

Este trabalho objetiva avaliar a eficiência de inibidores de argila expansiva para uso em fluidos de perfuração de base aquosa. Para tanto, foram estudados três aditivos comerciais, isolados e em conjunto e outro aditivo amplamente utilizado na indústria de petróleo, como padrão. O grau de inibição foi analisado por meio dos ensaios de Inchamento de Foster, Capillary Suction Timer (CST) e das propriedades reológicas e de filtração de fluidos de perfuração. Os resultados mostraram que as metodologias empregadas foram adequadas para avaliar a eficiência da capacidade de inibição dos inibidores estudados, bem como que os aditivos comerciais apresentaram melhores resultados de inibição, especialmente quando avaliados em composições binárias e ternárias. Por fim, ficou também evidenciado que os aditivos comerciais foram mais eficientes na inibição do inchamento de argilas expansivas do que o inibidor padrão.

Palavras-chave: inibidores; argila; fluidos de perfuração

Abstract:

The aim of this work is to evaluate the efficiency of the inhibitors of expansion clays to be applied as water based drilling fluids. So, it was studied three commercial additives, isolated and in conjunction and another additive widely used in the petroleum industry as standard one. The degree of inhibition was analysed by Foster swell, Capillary Suction Timer (CST) and rheological properties and filtration of drilling well. The results showed that the methodologies used were fit to evaluate the efficiency of the inhibition capacity of the studied inhibitors, as well as that the commercial additives presented best results of inhibition, mainly when applied in binary and ternary compositions. Finally, it was also showed that the commercial additives were more efficient in the inhibition of swelling of the expansive clays than the standard inhibitor.

Keywords: inhibitors; clay; drilling fluids

* E-mail: nalealves@hotmail.com (R. C. A. M. Nascimento)

1. Introdução

Os fluidos de perfuração conceituados como composições freqüentemente líquidas, destinadas a auxiliar o processo de perfuração de poços de petróleo [1], têm um papel fundamental nas operações de perfuração de poços, e o seu desempenho depende diretamente de suas propriedades reológicas, de filtração e lubrificidade (viscosidades, consistência de gel, controle de filtrado, reboco e coeficiente de lubrificidade).

Por isso, para garantir uma perfuração segura, os fluidos devem apresentar características como estabilizar as paredes do poço, manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso, apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão em relação à coluna de perfuração, como também não causar danos às rochas produtoras [2].

Cerca 75% das formações perfuradas em poços de petróleo contêm folhelhos ativos e mais de 90% dos problemas de estabilidade das paredes do poço estão relacionados à inabilidade do fluido de perfuração em controlar esses folhelhos [3].

Estes problemas aumentam com as novas técnicas de perfuração de poços inclinados e se manifestam em grande parte através de perda de circulação, aprisionamento da coluna, instabilidade da parede do poço, provocando um alargamento deste, e do dano da formação com redução no desempenho do reservatório [4]. A remediação desses problemas implica em tempo ocioso na perfuração e o conseqüente aumento de custos para a indústria do petróleo [5].

A grande maioria dos reservatórios brasileiros de petróleo situa-se em alto mar, e observa-se uma

tendência a se perfurar poços com geometrias complexas, como os horizontais. Sendo assim, novas condições operacionais conduzem ao desenvolvimento de fluidos de perfuração com propriedades otimizadas: reologia (carreamento do cascalho gerado), lubrificidade (diminuição do atrito metal-rocha e metal-metal) e inibição de folhelhos reativos (na manutenção da integridade da formação rochosa) [6].

O uso de fluidos base água em formações ativas como folhelhos normalmente acarreta problemas de instabilidade de poços. Os fatores associados à instabilidade das formações estão relacionados à entrada de água nas entrecamadas dos folhelhos, resultando em um inchamento da rocha. Por isso, é extremamente necessária a utilização de inibidores químicos nesses fluidos.

Os produtos químicos destinados a prevenir ou minimizar, de forma eficaz, o processo de hidratação das argilas são conhecidos como inibidores de inchamento de argila. O mecanismo de atuação desses inibidores consiste na fixação, por adsorção física ou química, da fração catiônica na superfície negativa da argila, liberando o cátion original presente no argilomineral para o meio [7].

Sabe-se que o cloreto de potássio (KCl) é um excelente inibidor de folhelhos reativos. O raio atômico do íon potássio corresponde aproximadamente ao mesmo valor do espaçamento basal das entrecamadas. Dessa maneira, quando os íons Na⁺ das entrecamadas são trocados por íons K⁺, a estrutura da argila fica mais estável, dificultando a delaminação das partículas como representado na Figura 1[6].

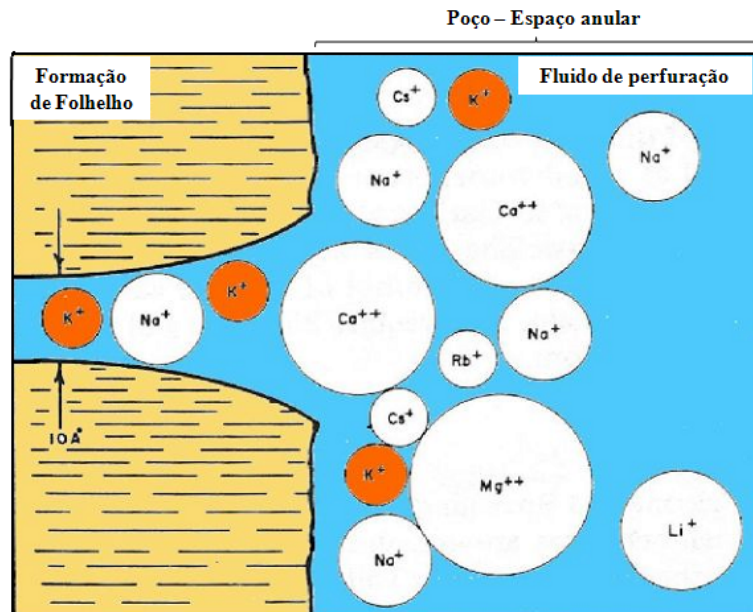


Figura 1 - Introdução dos íons nas entrecamadas dos folhelhos ativos

Além do KCl, existem também os sais de sódio (NaCl) que atuam de forma positiva na inibição dos folhelhos. Esses aditivos, de natureza inorgânica, são os inibidores químicos mais comuns utilizados na composição de fluidos de perfuração. Contudo, inibidores catiônicos são, muitas vezes, adicionados para aumentar o poder de inibição desses fluidos. Esses por apresentarem custo elevado são utilizados em associação aos sais de sódio e potássio, que possuem menor custo [8].

Os sais de cloreto, a exemplo do KCl, possuem baixo custo e, em altos teores, apresentam ação inibidora. Porém, agravam a densidade do fluido e degradam polímeros, que perdem em viscosidade. Além disso, causam danos ambientais e ao homem devido a sua toxicidade e estão atualmente sendo substituídos por sais isentos de cloro [9].

Diante do exposto, este trabalho objetiva avaliar a eficiência de inibidores de argilas expansivas para uso em fluidos de perfuração.

2. Materiais e métodos

2.1. Materiais

Inibidores químicos

Foram estudados quatro (04) inibidores químicos, denominados de Inibidor I, Inibidor II, Inibidor III e Inibidor IV. Esses inibidores são utilizados na indústria de petróleo e de poços artesanais na composição de fluidos de perfuração.

Os Inibidores I, II e III foram estudados isolados e em conjunto. Para tanto, foi definida uma matriz de experimentos, totalizando dez composições. Os inibidores foram estudados na concentração de 10g/350mL de água industrial.

O Inibidor IV foi estudado isoladamente e considerado como Padrão, visto sua ampla aplicação pelas empresas de extração de petróleo.

Tabela 1 – Composições das misturas dos inibidores estudadas

Composições	Inibidor I (%)	Inibidor II (%)	Inibidor III (%)	Inibidor IV (%)
1	10,0	----	----	----
2	----	10,0	----	----
3	----	----	10,0	----
4	5,0	5,0	----	----
5	5,0	----	5,0	----
6	----	5,0	5,0	----
7	3,3	3,3	3,3	----
8	6,6	1,6	1,6	----
9	1,6	6,6	1,6	----
10	1,6	1,6	6,6	----
Padrão	----	----	----	10,0

Argila Bentonítica

Para os ensaios de Inchamento de Foster [10] e CST (Capillary Suction Timer), foi utilizada uma amostra de argila bentonítica sódica conhecida, comercialmente por Brasgel PA, de alto grau de inchamento.

Fluidos de perfuração

Na Tabela 2 estão apresentados os materiais, bem como as concentrações, necessárias para preparação dos fluidos de perfuração.

2.2. Métodos

2.2.1. Inchamento de Foster

Com o objetivo de avaliar a capacidade de inibição de inchamento de argilas expansivas dos inibidores químicos, isolados e em conjunto, foram realizados ensaios baseados na metodologia de inchamento de Foster [10]. Para tanto, em uma proveta de 100mL de capacidade, contendo 50mL de água e inibidores nas composições apresentadas na Tabela 1 e na concentração de 10g/350mL de água, foi adicionado lentamente 1g da argila bentonítica. Os sistemas foram deixados em repouso e, após 24h, efetuadas as leituras de inchamento.

Tabela 2 – Composição do fluido de perfuração

Aditivos	Concentração
Água (mL)	350,0
Anti-espumante (gts)	6,0
Viscosificante (g)	1,0
Redutor de filtrado (g)	3,0
Controlador de pH (g)	1,0
Inibidor* (g)	10,0
Bactericida (g)	0,7
Lubrificante (%)	1,0
Selante (g)	15,0
Argila** (g)	7,0

* O tipo de inibidor e sua composição varia de acordo com a Tabela 1.

** A argila foi utilizada quando do preparado dos fluidos contaminados.

2.2.2. Capillary Suction Timer (CST)

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.

A medida é feita colocando-se 5mL de uma dispersão (a dispersão contém água, inibidor e argila) dentro de um cilindro em contato com o papel de filtro de espessura especificada. Os eletrodos são posicionados a 0,5 e 1cm da borda do cilindro e conectados a um timer, permitindo a medição do tempo requerido para o filtrado fluir rapidamente por 0,5cm de raio.

As dispersões utilizadas foram preparadas 24h antes do ensaio. Foram utilizadas as mesmas proporções dos inibidores que as utilizadas no

Inchamento de Foster [10]. Esse método é utilizado para indicar qualitativamente a permeabilidade do reboco formado por uma dispersão aquosa [8].

2.2.3. Preparação dos Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração foram preparados de acordo com a prática de campo, que consiste em adicionar os aditivos, um a um, sob agitação constante a uma velocidade de 13.000rpm em agitador Hamilton Beach, modelo 936, obedecendo a ordem em que se encontram na Tabela 2. Os fluidos foram preparados em um volume de 350mL de água industrial. Após adição dos aditivos, a velocidade do agitador foi aumentada para 17.000rpm, permanecendo por 10min. A seguir, o fluido permaneceu em repouso durante 24h.

Para os fluidos contaminados com argila, seguiu-se a mesma metodologia anterior e após a adição do último aditivo (selante), foi adicionado a argila que permaneceu por 10min sob agitação a velocidade de 17.000rpm. A seguir, o fluido permaneceu em repouso durante 24h.

2.2.4. Estudo reológico dos fluidos de perfuração

Após repouso de 24h, foi realizado o estudo reológico dos fluidos de perfuração. Para isso, o fluido foi agitado durante 5min em agitador mecânico Hamilton Beach, modelo 936, na velocidade de 17.000rpm. Após a agitação, o fluido foi transferido para o recipiente do viscosímetro Fann modelo 35A. O viscosímetro foi acionado na velocidade de 600rpm durante 2min e efetuada a leitura. Logo após, a velocidade foi mudada para 300rpm, efetuando a leitura após 15s.

Com os dados das leituras obtidas no viscosímetro, calculou-se a viscosidade aparente (VA), a viscosidade plástica (VP) e o limite de escoamento (LE), segundo a norma da PETROBRAS N-2605 [11], utilizando as equações (1), (2) e (3), respectivamente.

- Viscosidade aparente (VA):

$$VA = \frac{L_{600}}{2} \text{ (cP)} \quad (1)$$

- Viscosidade plástica (VP):

$$VP = L_{600} - L_{300} \text{ (cP)} \quad (2)$$

- Limite de escoamento (LE):

$$LE = L_{300} - VP \text{ (N / m}^2\text{)}$$

Tabela 3 - Grau de inibição da argila sem e com inibidores isolados e em conjunto

Composições	Inchamento (mL)	Grau de inchamento[10]
Sem inibidor	23,0	Alto
1	3,0	Baixo
2	2,8	Baixo
3	2,0	Nulo
4	2,0	Nulo
5	2,0	Nulo
6	2,0	Nulo
7	2,0	Nulo
8	2,0	Nulo
9	2,0	Nulo
10	2,0	Nulo
Padrão	4,9	Baixo

(3)

2.2.5. Volume de filtrado

Para avaliar a eficiência dos inibidores nos fluidos de perfuração, foi determinado o volume de filtrado dos fluidos antes e após contaminação com a argila bentonítica. Os fluidos foram agitados durante 1min, em um agitador mecânico Hamilton Beach, modelo 936, na velocidade de 17.000rpm. Em seguida, o fluido foi transferido para o recipiente do filtro-prensa API, com aplicação de uma pressão da ordem de 7,0kgf/cm² (100psi). Após 30min, o filtrado foi lido e obteve-se a medida do volume do filtrado, expresso em mL.

3. Resultados e discussão

Na Tabela 3 estão apresentados os valores do ensaio de Inchamento de Foster [10], que visa avaliar a capacidade de inibição dos inibidores químicos.

Todos os resultados foram analisados de acordo com a classificação de Foster [10]; valores iguais ou menores que 2mL correspondem a um inchamento nulo, valores entre 3 à 5mL correspondem a um inchamento baixo, valores entre 6 à 8mL 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 para o grau de inibição de argilas expansivas com e sem inibidores químicos e isolados e em conjunto (Tabela 3), observou-se que a composição sem inibidor, apresentou um elevado inchamento, 23mL, e após a adição dos inibidores, esse valor reduziu de maneira significativa, confirmando assim o forte poder destes aditivos na inibição de argilas.

O inibidor considerado como Padrão (Inibidor IV), mostrou-se menos eficiente que os demais, uma vez que apresentou um inchamento superior que os outros inibidores, 4,9 mL. Segundo Melo [7], o Inibidor Padrão apresenta baixa massa molar e, portanto, não é considerado um material polimérico, devido à ausência de unidade polimérica que proporciona a efetiva formação da rede que impede a migração dos finos.

Praticamente não houve variação no inchamento de Foster [10] quando da utilização dos inibidores isolados (composições 1, 2 e 3) e em conjunto (composições 4, 5, 6, 7, 8, 9 e 10). Apenas as composições 1 (100% do Inibidor I) e 2 (100% do Inibidor II) apresentaram inchamento de aproximadamente 3mL, classificado, segundo Foster [10], como inchamento baixo. As demais composições (composições binárias 4, 5 e 6 e

composições ternárias 7, 8, 9 e 10) apresentaram inchamento nulo.

Estes resultados evidenciaram que os Inibidores II e III podem substituir de maneira eficaz o Inibidor I, bem como que a utilização conjunta dos Inibidores I, II e III, em qualquer das composições avaliadas, inibe totalmente o inchamento da argila bentonítica sódica.

O Inibidor I é o sal inorgânico KCl, enquanto que os Inibidores II e III são, respectivamente, um sal quaternário de amônio e um sal orgânico de potássio. O Inibidor III possui a grande vantagem de ser ambientalmente correto, pois não apresenta em sua composição o elemento cloro, presente nos Inibidores I e II.

Na tabela 4, estão apresentados os resultados do tempo de sucção obtidos a partir do CST.

Tabela 4 – Tempo de sucção das dispersões de inibidores

Composições	Tempo de sucção (s)
1	45,6
2	39,0
3	49,3
4	28,2
5	44,4
6	19,5
7	20,0
8	24,2
9	30,3
10	20,8
Padrão	33,5

É possível saber, a partir da Tabela 4, qual aditivo apresenta a melhor capacidade de inibição, isto porque, quanto menor o tempo de sucção, maior a quantidade de água livre, e, conseqüentemente, menor a interação água-argila.

Pôde-se observar que houve variações dependendo do inibidor utilizado. As composições 6 (mistura binária entre o Inibidor II e III) e 7 (mistura ternária dos três Inibidores em concentrações de 3,333%), obtiveram os melhores resultados, 19,5s e 20,0s, respectivamente, e, portanto, são mais eficientes na inibição, segundo os ensaios de CST. Já as composições 1 (Inibidor I isolado) e 3 (Inibidor III isolado), apresentaram maiores tempos de sucção, ou seja, menor a quantidade de água livre presente, ocasionada por uma maior interação entre a água e a argila e, por isso, esses inibidores não atuam de forma eficiente quando comparada às demais composições.

Observou-se ainda que devido à sinergia entre os inibidores, estes passaram a atuar de forma mais eficaz quando utilizados em conjunto. Esse comportamento foi confirmado, quando comparado com o apresentado nos ensaios de Inchamento de Foster [10] (Tabela 3).

De forma geral, as combinações binárias que contém o Inibidor II, foram mais eficientes, visto que apresentaram tempos de sucção inferiores aos demais. Já em combinações ternárias, a composição 7 (que apresenta as mesmas concentrações dos Inibidores I, II e III), apresentou melhores resultados. Desta forma, pode-se afirmar que o Inibidor II, apresentou melhor poder de inibição quando utilizado de forma adequada.

O Inibidor Padrão apresentou tempo de sucção de 33,5s, tempo superior aos apresentados pelas composições binárias e ternárias estudadas, com exceção da composição 5.

A influência dos inibidores químicos foi também avaliada por meio das propriedades de fluidos de perfuração, comparando os resultados antes e após contaminação, como mencionado anteriormente. Os inibidores foram adicionados aos fluidos nas mesmas composições e concentrações avaliadas nos ensaios de Foster e CST. Considerou-se um fluido contaminado aquele que apresenta em sua formulação a argila bentonítica sódica de alto grau de inchamento.

Na Tabela 5 estão apresentadas as propriedades reológicas e de filtração dos fluidos de perfuração com e sem contaminação. As formulações F1, F2, F3, F4, F5, F6, F7, F8, F9 e F10, seguem a mesma ordem de composição dos inibidores (Tabela 1).

Pode-se observar que o fluido sem inibidores (Fsi) após a adição da argila (Fsi*), aumentou de forma significativa os valores de VA, VP e LE, e reduziu VF. Isto se deve, muito provavelmente, a presença da argila, que ao ser adicionada ao sistema, aumentou a concentração de sólidos, bem como interagiu com os aditivos presentes,

especialmente com os polímeros (viscosificante e redutor de filtrado).

Os fluidos F2 e F9 permaneceram com VF constantes após contaminação com argila e a máxima variação observada nos valores de VF dos fluidos antes e após contaminação estudados foi de 1,1mL (F4 e F4*). Desta forma, foi considerado que as variações observadas no VF dos fluidos antes e após contaminação não apresentaram valores significativos, sugerindo, portanto, que todos os inibidores estudados se mostraram eficientes.

Quando o inibidor atua de forma eficaz em um fluido, o sistema apresentará uma maior quantidade de água livre, pois o inibidor é suficiente para reter qualquer interação entre os aditivos e a água. Sendo assim, quanto maior o volume filtrado (VF), melhor a atuação do inibidor. Neste caso, para os fluidos F1 (Inibidor I), F2 (Inibidor II) e F3 (Inibidor III), que apresentam em sua composição os inibidores isolados, o fluido F2 apresentou a melhor ação inibidora.

Tabela 5 - Propriedades reológicas e de filtração dos fluidos de perfuração com e sem contaminação

Fluidos	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m ²)	VF (mL)
Fsi	42,0	27,0	30,0	10,0
Fsi*	92,8	43,5	98,5	7,65
F1	45,5	26,0	39,0	7,8
F1*	47,0	27,0	40,0	8,4
F2	54,8	31,5	46,5	9,0
F2*	67,5	36,0	63,0	9,0
F3	57,3	29,5	55,5	7,8
F3*	72,8	39,0	67,5	7,4
F4	49,0	28,0	42,0	8,6
F4*	65,3	35,8	59,8	7,5
F5	56,0	37,5	37,0	8,3
F5*	65,8	35,5	60,5	7,6
F6	52,5	27,0	51,0	8,8
F6*	67,8	36,0	63,5	8,0
F7	57,3	26,0	62,5	9,2
F7*	67,6	37,5	60,3	8,2
F8	52,5	27,5	50,0	8,8
F8*	63,3	30,8	65,0	8,3
F9	56,3	31,0	50,5	8,4
F9*	66,5	35,5	62,0	8,4
F10	51,3	26,5	49,5	8,6
F10*	65,8	35,5	62,0	7,8
FP	53,0	28,0	50,0	9,4
FP*	56,3	33,0	46,5	9,2

Sendo: VA – viscosidade aparente, VP – viscosidade plástica, LE – limite de escoamento, VF – volume de filtrado, Fsi – fluido sem inibidores, FP – fluido padrão, * fluidos contaminados.

Dentre os fluidos que contêm misturas ternárias de inibidores, o fluido F9, que contém 1,6% do Inibidor I, 6,6% do Inibidor II e 1,6% do Inibidor III, apresentou os melhores resultados, pois o VF se manteve constante.

Atualmente, os órgãos ambientais, com as mudanças recentes nas leis governamentais, têm considerado como primordial a composição química dos produtos que são utilizados na confecção dos fluidos de perfuração de poços de petróleo e de

poços artesanais, visto que produtos considerados tóxicos, como é o caso do KCl e de todos os produtos que contêm cloro, causam graves danos ao meio ambiente e ao homem. Assim, pesquisadores e empresas buscam alternativas para substituir os produtos tradicionais que são utilizados há décadas e já tem sua eficiência comprovada.

Como dito anteriormente, o Inibidor I é o sal inorgânico KCl, enquanto que os Inibidores II e III são, respectivamente, um sal quaternário de amônio e um sal orgânico de potássio; o Inibidor IV é muito utilizado na indústria de petróleo, mas não é ambientalmente correto.

Os íons potássio (K⁺) e amônio (NH₄⁺) apresentam excelente capacidade de inibição em relação aos outros cátions comuns: Na⁺, Ca²⁺, Fe²⁺ e Mg²⁺. O potássio apresenta a vantagem de ser mais estável às variações de temperatura e pH e mais barato que o amônio [12].

4. Conclusões

Diante dos resultados apresentados, pôde-se concluir que foi possível através das metodologias utilizadas, avaliar a eficiência dos inibidores no poder de inibição das argilas, bem como que os inibidores estudados (Inibidor I, II e III) apresentaram melhores resultados na inibição da argila bentonítica, sendo, portanto, mais eficientes que o Inibidor Padrão e por fim, os resultados sugerem que a melhor inibição do inchamento da argila bentonítica é obtida com as composições binárias e ternárias, devido a sinergia alcançada pelos inibidores.

Agradecimentos

Ao CNPq (Processo No 472188/2006-2) pelo apoio financeiro, à Empresa Bentonit União Nordeste Ltda – BUN pelo fornecimento da argila bentonítica, à Empresa System Mud Indústria e Comércio Ltda., pelo fornecimento dos aditivos utilizados e ao LABDES pelo uso de suas instalações físicas.

Referências

- [1] Amorim, L.V. Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos), CCT, UFCG, Campina Grande, PB, 2003.
- [2] Vieira, T. M., Amorim, L. V., Lira, H. L., Medeiros, R. C. A. Avaliação da inibição do

inchamento de argilas bentoníticas – estudo preliminar. 53^o Congresso Brasileiro de Cerâmica, Guarujá, SP, Junho de 2009.

- [3] Trenergy, J., Mullen, G. Water-based fluid performs like oil-based mud, Disponível em <http://www.eandpnet.com/area/exp/744.htm>. Acesso em fevereiro de 2009.
- [4] Duarte, R. G. Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração para Estudos de Estabilidade de Poços. Dissertação de mestrado. Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2004.
- [5] Farias, K. V., Amorim, L. V., Lira, H. L. Desenvolvimento de Fluidos Aquosos Para Aplicação em Perfuração de Poços de Petróleo – Parte I. *Revista Eletrônica de Materiais e Processos*, v.4.1, pg. 14-25, n^o1, 2009.
- [6] Albuquerque, A. C. C. Utilização de Polímeros Quimicamente Modificados como Aditivos para Fluidos de Perfuração de Base Aquosa. Dissertação de mestrado, Departamento de Química Orgânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.
- [7] Mello, L. A. M. Determinação da Composição Química de Estabilizadores de Argila Comerciais, Centro de Pesquisas e Desenvolvimento, abril de 2001.
- [8] Vidal, E.L.F., Felix, T.F., Garcia, R.B., Costa, M., Girão, J.H.S. Aplicação de Novos Polímeros Catiônicos como Inibidores de Argila em Fluidos de Perfuração à Base de Água, Anais do 4^o PDPETRO, Campinas, SP, outubro de 2007.
- [9] Pereira, E. Uso de Inibidores de Argilas como Solução de Problemas em Sondagem, Disponível em: www.systemmud.com.br, Acesso em: fevereiro de 2009.
- [10] Foster, M.D. Geochemical Studies of Clay Minerals. (ii) Relation Between Ionic Substitution and Swelling in Montmorillonite, *American Mineralogy* 38, 1953, p. 994.
- [11] PETROBRAS Argila Aditivada para Fluido de Perfuração à Base de Água na Exploração e Produção de Petróleo. Método, N -2605, 1998.
- [12] Machado, J. C. V., Oliveira, M. M. Concentração ótima de Cloreto de Potássio para reduzir a Capacidade de hidratação das Formações Argilosas, 1^a Mesa Redonda Sobre Fluidos de Perfuração, Rio de Janeiro, Novembro de 1987.