

## **ANÁLISE DO INCHAMENTO DE FORMAÇÃO REATIVA ENCONTRADA EM PERFURAÇÕES DE POÇOS DE PETRÓLEO COM O USO DE CONTROLADORES DE EXPANSÃO**

João Pedro de Souza Andrade, Larissa Luciana de Melo, João Pinheiro Melo Neto, Carlos Magno Rocha Almeida Souto, Clarice Oliveira da Rocha, Danielly Vieira de Lucena

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba-IFPB, Campus Campina Grande. E-mail: daniellymateriais@gmail.com.

### **INTRODUÇÃO**

Durante a perfuração de poços de óleo e gás diversos tipos de folhelhos são encontrados, estes folhelhos, quando reativos possuem como principal elemento de sua composição a argila bentonítica.

Quando os argilominerais são colocados em água, os cátions trocáveis se hidratam e o espaçamento basal aumenta, assim os cátions interlamelares podem ser trocados por outros cátions, que podem ser  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  e  $\text{Na}^+$ , através de uma reação química estequiométrica. Segundo Brindley (1995), a espessura da camada de água interlamelar, varia com a natureza do cátion adsorvido e da quantidade de água disponível. Quando o cátion associado à estrutura da argila é o cálcio, o inchamento interlamelar varia da 11,8Å a 17,0Å. Se o cátion é o sódio, o inchamento pode progredir desde 9,8Å, quando argila é exposta ao ar, a um máximo de 40,0Å, quando a argila é totalmente dispersa em meio líquido (Lummus e Azar, 1986).

Segundo Durand *et al.* (1995), em 75% das formações perfuradas são encontrados folhelhos, sendo que dentre os problemas relacionados à perfuração, em 90% dos casos os folhelhos são os responsáveis pela instabilidade dos poços. Tais problemas derivam em grande parte do fato de que a absorção de água em folhelho promover a expansibilidade do poço e causar problemas como aprisionamento de coluna causado pelo desmoronamento. Para Zhong *et al.* (2011), a manutenção da estabilidade do poço é um dos aspectos mais críticos de perfuração.

Formações reativas tem a propensão de apresentar alterações de sua estrutura na presença de água, o que pode ocasionar grandes deformações das mesmas. São gastos bilhões de dólares todos os anos devido aos danos decorridos do inchamento excessivo de determinadas formações que apresentam certo grau de reatividade (Powell *et al.*, 2013). Somente nos Estados Unidos os prejuízos são da ordem de 500 milhões de dólares ao ano. Entende-se por formações reativas aquelas que apresentam alterações significativas de volume por causa da presença de umidade (ERZIN E EROL, 2007).

O estudo realizado por Yang *et al.* (2011) indica que tal problemática tem se tornado maior devido à utilização crescente de fluidos aquosos, já que os fluidos base óleo apresentam restrições devido à poluição dos seus resíduos e concluem que apesar de poluir menos que os outros fluidos, comumente utilizados em perfurações de formações reativas, os problemas físico-químicos têm-se tornados mais acentuados devido ao comportamento de membrana, não ideal dos folhelhos quando em presença destes fluidos.

De acordo com Rabe e Fontoura (2003) e Amorim *et al.* (2007), o processo de interação fluido aquoso-formações reativas é o resultado de fenômenos físico-químicos e mecânicos que ocorrem durante e após a perfuração. Esta interação pode mudar a magnitude das tensões da formação ao redor do poço, hidratar os argilominerais e aumentar o teor de umidade da formação, que podem conduzir a perda das ferramentas e até ao fechamento do poço.

Last e Plum (1995) atribuem os problemas relacionados à falta de estabilidade ao inchamento de argilas e folhelhos expansíveis e propõem como solução a utilização de produtos químicos inibidores da hidratação e da expansibilidade dos folhelhos. Dentre estes produtos, encontram-se as soluções salinas, que tentam reduzir a migração iônica através do equilíbrio químico entre as rochas e os fluidos.

O mecanismo de atuação desses inibidores consiste na fixação, por adsorção ou ligação química efetiva, da fração catiônica na superfície negativa da argila, liberando “equimolarmente” o cátion original presente no argilomineral. Os cloretos de sódio (NaCl) e de potássio (KCl) são os inibidores químicos mais comuns em fluidos de perfuração (Vidal, 2007). Hoje, em virtude das regulamentações propostas pelas agências de proteção ambiental, a aplicação destes inibidores tem sido amplamente discutida e novos produtos, isentos de cloro, vêm sendo desenvolvidos.

Para Rabe e Cherrez (2009), a compreensão dos fenômenos de transporte e o comportamento do folhelho frente a estes fluidos tem-se mostrado um dos maiores desafios da indústria do petróleo em função da complexidade dos fenômenos que envolvem estas interações. Assim, este trabalho tem como enfoque analisar a expansão de uma formação reativa na presença de água e a mudança de comportamento frente à esta propriedade ao se fazer uso de aditivos de controle de expansão, para que assim, possa-se compreender as interações formação reativa-solução aquosa.

## METODOLOGIA

### *Materials*

#### -Argilas Bentoníticas

Foi utilizada uma argila industrializada, conhecida comercialmente por Brasgel PA, para a realização dos ensaios do grau de inibição, descritos no item 3.2.1 Inchamento de Foster. A argila foi fornecida pela empresa Bentonit União Nordeste Ltda – BUN, situada na Avenida Assis Chateaubriand, 3877, Campina Grande, PB.

#### -Aditivos

Para a preparação dos fluidos de perfuração foram utilizados os seguintes aditivos: uma amostra de viscosificante (goma xantana), uma amostra de redutor de filtrado (CMC de baixa viscosidade), três amostras de inibidores de argilas expansivas (KCl e dois inibidores catiônicos), uma amostra de anti-espumante, uma amostra de bactericida, uma amostra de lubrificante, uma amostra de selante (calcita) e uma amostra de controlador de pH (MgO).

As amostras dos aditivos foram fornecidas pela Empresa System Mud Indústria e Comércio Ltda., localizada na Rua Otávio Muller, 204, Carvalho, Itajaí, SC.

### *Métodos*

#### -Inchamento de Foster

Com o objetivo de avaliar o grau de inibição de argilas expansivas dos inibidores químicos, isolados e em conjunto, foram realizados ensaios baseados na metodologia de inchamento de Foster (1953). Para tanto, em uma proveta de 100mL de capacidade contendo 50mL de água e inibidores nas concentrações estudadas (Tabela 1) foi adicionado lentamente 1g de argila bentonítica ativada. Os sistemas foram deixados em repouso e após 1, 2, 6, 24 e 48h efetuadas as leituras do inchamento. O esquema do ensaio pode ser observado na Figura 1.

*Tabela 1: Concentrações dos inibidores de argilas expansivas estudadas.*

Inibidores	Inibidor I*	Inibidor II*	Inibidor III*	Inibidor IV*
1	4,0	-	-	-
2	6,0	-	-	-
3	8,0	-	-	-
4	10,0	-	-	-
5	12,0	-	-	-
6	-	4,0	-	-
7	-	6,0	-	-
8	-	8,0	-	-
9	-	10,0	-	-
10	-	12,0	-	-
11	-	-	4,0	-
12	-	-	6,0	-
13	-	-	8,0	-
14	-	-	10,0	-
15	-	-	12,0	-
16	-	-	-	4,0
17	-	-	-	6,0
18	-	-	-	8,0
19	-	-	-	10,0
20	-	-	-	12,0
21	-	5,0	5,0	-
22	5,0	-	5,0	-
23	5,0	5,0	-	-
24	3,333	3,333	3,333	-
25	1,666	1,666	6,666	-
26	1,666	6,666	1,666	-
27	6,666	1,666	1,666	-

\* (g/350mL de água)

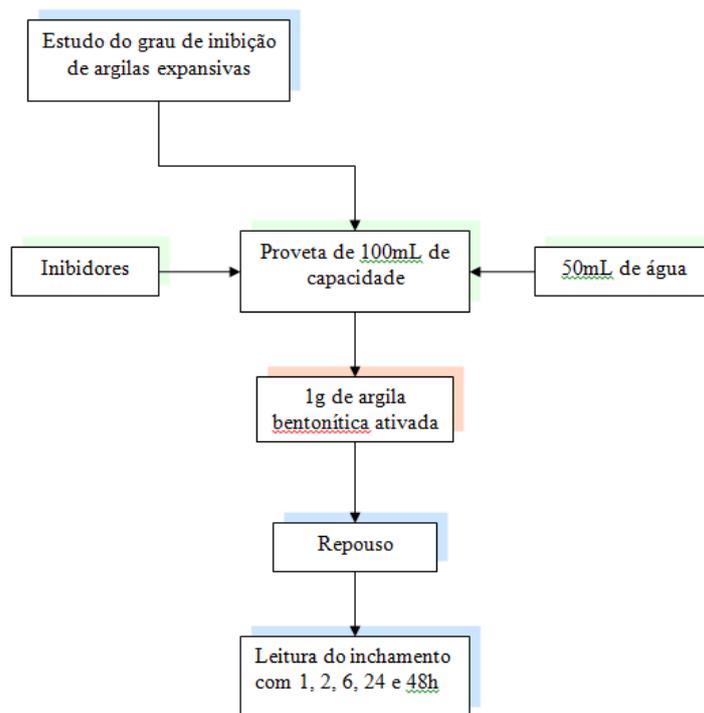


Figura 1: Fluxograma das etapas realizadas para a obtenção do grau de inibição de argilas expansivas dos inibidores químicos.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

### *Inchamento de Foster*

Nas Tabelas 1 e 2 estão apresentados os resultados do Inchamento de Foster dos inibidores I, II, III e IV isoladamente e dos inibidores I, II e III em conjunto, respectivamente.

De acordo com a classificação de Foster (1953), 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 ensaios para obtenção do grau de inibição de argilas expansivas dos inibidores químicos isolados, observou-se que o inibidor I mostrou-se o mais eficiente entre os demais, uma vez que apresentou inchamento baixo mesmo a baixas concentrações (4g/350mL de água) e quando colocado na concentração de 12g não foi observado o inchamento da argila ativada.

Os inibidores II e III apresentaram inchamento baixo a partir de 6g e o inibidor IV, que tomamos como Padrão, que é o utilizado nos fluidos de perfuração da Petrobras e fornecido pela mesma, mostrou-se menos eficiente que os demais chegando a apresentar um inchamento considerado alto com 4g e, somente a partir de 10g, observou-se um inchamento baixo.

Dos resultados apresentados, foi selecionada a concentração de 10g por 350mL de água para o estudo dos inibidores em conjunto, visto que nessa concentração o inchamento foi baixo ou até mesmo nulo.

Para se obter uma visão melhor do inchamento da argila estudada em água, foi feito um ensaio sem o uso de inibidor químico. Com isto, constatou-se um inchamento de 23mL que de acordo com Foster, pode ser considerado como inchamento alto.

Tabela 1: Grau de inibição da argila com os inibidores I, II, III e IV isolados.

	Tempo (h)	Inchamento (mL)				
		4*	6*	8*	10*	12*
<b>Inibidor I</b>	1	5mL	5mL	3mL	3mL	2mL
	2	5mL	3mL	3mL	3mL	2mL
	6	5mL	3mL	3mL	3mL	2mL
	24	5mL	3mL	3mL	3mL	2mL
	48	5mL	3mL	3mL	3mL	2mL
<b>Inibidor II</b>	1	7mL	6mL	3,5mL	3mL	< 3mL
	2	7mL	6mL	3mL	3mL	2,5 mL
	6	7mL	6mL	3mL	3mL	2,5mL
	24	6,8mL	5mL	3mL	2,8mL	2mL
	48	6,2mL	4,8mL	3mL	2,8mL	2mL
<b>Inibidor III</b>	1	7mL	4,9mL	3mL	2,5mL	< 3mL
	2	7mL	4mL	2,8mL	2mL	< 3mL
	6	7mL	4mL	2,8mL	2mL	< 3mL
	24	6,8mL	4mL	2,8mL	2mL	< 3mL
	48	6,4mL	4mL	2,8mL	2mL	< 3mL
<b>Inibidor IV</b>	1	10mL	7mL	7mL	5mL	4mL
	2	10mL	7mL	6mL	4,9mL	3,2mL
	6	10mL	7mL	5,8mL	4,9mL	3,2mL
	24	9mL	6mL	5,8mL	4,9mL	3,2mL
	48	9mL	6mL	5,4mL	5,1mL	3,2mL

\*(g/350mL de água)

Tabela 2: Grau de inibição da argila com os inibidores I, II e III em conjunto.

Composições	Inibidor I*	Inibidor II*	Inibidor III*	Inchamento Resposta (24h)
1	10,0	-	-	3mL
2	-	10,0	-	3mL**
3	-	-	10,0	2mL
4	5,0	5,0	-	2mL**
5	5,0	-	5,0	2mL
6	-	5,0	5,0	2mL
7	3,333	3,333	3,333	2mL**
8	6,666	1,666	1,666	2mL
9	1,666	6,666	1,666	2mL
10	1,666	1,666	6,666	2mL

\* (g/350mL de água) \*\* valor aproximado

Para os ensaios do grau de inibição de argilas expansivas dos inibidores em conjunto, as leituras foram efetuadas após 24h de repouso e estendeu-se até 48h para observar se ainda ocorreria algum inchamento da argila hidratada. Com isto, verificou-se que mesmo após longos períodos (24 e 48h), não foi observado o aumento no volume da argila ativada ou o seu inchamento.

Ao analisar os resultados obtidos com o inchamento de Foster utilizando inibidores isolados e em conjunto, observou-se que quando estudados em conjunto, os inibidores se mostraram mais eficientes. E ao invés de se usar uma concentração de 10g do inibidor I, que é o KCl, é bem mais

vantajoso utilizar os inibidores em conjunto. Visando minimizar a quantidade de KCl, pois mesmo sendo um dos melhores e mais antigos inibidores, causa danos ambientais e ao homem devido a sua toxicidade, e maximizar a quantidade dos inibidores II e III, que são ambientalmente corretos.

## CONCLUSÕES

Com o objetivo de avaliar a capacidade de inibição de argilas dos inibidores químicos, isolados e em conjunto, por meio do método de Inchamento de Foster e através dos resultados obtidos, conclui-se que:

- o inibidor I apresentou os melhores resultados para inibir o inchamento de argilas hidratadas, porém os inibidores quando estudados em conjunto, se mostraram mais eficientes, uma vez que não foi observado o inchamento da argila ativada e
- ao fazer o ensaio da argila estudada em água sem o uso de inibidores químicos, verificou-se que todos os inibidores, independente das concentrações utilizadas, evitam o inchamento de argilas hidratáveis.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AMORIM, C. L. G.; LOPES, R. T.; BARROSO, R. C.; QUEIROZ, J. C.; ALVES, D. B.; PEREZ, C. A.; SCHELIN, H. R., **Effect of clay-water interactions on clay swelling by X-ray diffraction**. Nuclear Instruments & Methods in Physics Research , v. 580, p. 768-770, 2007.
- BRINDLEY, G. W., **Structural Mineralogy Of Clays**, Clays and Clays Technology Bulletin 169,53 (1955).
- DURAND, C., FORSANS, T., RUFFET, C., AUDIBERT, A., Influence of clays on borehole stability, **Reveu de L'Institute Français du Pétrole**, Vol. 50, nº 2, 1995.
- ERZIN, Y., EROL, O., **Swell pressure prediction by suction methods**, Engineering Geology, v. 92, p. 133–14, 2007.
- LAST, N., PLUMB, D., **Managing Wellbore Stability in the Cusiana Field**. Revista The Search, for Oil & Gas in Latin America & the Caribbean, Slumberger Surenco CA., No. 2, pp. 8 – 31, 1995.
- POWELL, J.S., SIEMENS, G.A. , TAKE, W.A., REMENDA, V.H., **Characterizing the swelling potential of Bearpaw clayshale**, Engineering Geology, v. 158, p. 89–97, 2013.
- RABE, C., CHERREZ, J. O., **Laboratory Characterization of Norwegian North Sea Shale. In: Laboratory Characterization of Norwegian North Sea Shale, 5th Asian Rock Mechanics Symposium**, 2009. v. 1. p. 37-44, 2009.
- RABE, C., FONTOURA, S. A. B., **Efeito dos sais orgânicos nas propriedades físicoquímicas de folhelhos**. Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás – Rio Oil and Gas. Rio de Janeiro, 2003.
- 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 4º PDPETRO, Campinas, SP, outubro, 2007.
- YANG, L., PHUA, S. L., TEO, J. K. H., **A biomimetic approach to enhancing interfacial interaction: Polydopamine- coated clay as reinforcement for epoxies resins**, ACS Applied Material & Interfaces, v. 3 (8), p.3032, 2011.
- ZHONG, H., ; QIU ,Z., HUANG, W., CAO, J., , **Shale inhibitive properties of polyether diamine in water-based drilling fluid**, Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 78,p. 510–515, 2011.