

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Estudo da dispersibilidade e inchamento de folhelhos do Nordeste Brasileiro

AUTORES:

Matheus Nicolas Carneiro Brunet, Caline Alves Leal, Francisco Cézar Costa Nogueira e Luciana Viana Amorim

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Campina Grande

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPETRO.

**ESTUDO DA DISPERSIBILIDADE E INCHAMENTO DE FOLHELHOS DO NORDESTE
BRASILEIRO**

Abstract

The instability of shales when in contact with aqueous base drilling fluids makes them one of the most problematic formations to drill in oil drilling scenarios. These instabilities can cause major economic consequences for the oil exploration and production industry. Therefore, this work aims to study the swelling and disintegration or dispersibility of shale samples. For this purpose, cation exchange capacity (CEC), specific area (SE) and swelling and dispersibility were analyzed through laboratory tests. Dispersibility and swelling tests were carried out in different fluids: deionized water, aqueous solution of potassium citrate and aqueous drilling fluid inhibited with potassium citrate. The results were compared for the samples studied and showed that swelling and disintegration of the samples could occur together or not, and presence of the potassium citrate salt satisfactorily inhibited the disintegration.

Introdução

A perfuração de poços é a etapa do processo exploratório responsável por ligar a superfície a um ponto em subsuperfície onde, possivelmente, pode estar localizado um reservatório petrolífero. O poço é perfurado com a utilização de uma broca, sob a ação de força e rotação, quebrando as rochas em pequenos fragmentos. Estes são trazidos continuamente à superfície através da ação de um fluido (fluido de perfuração ou lama), que é constantemente bombeado dentro da coluna de perfuração, atravessando os orifícios existentes na broca e retornando à superfície, juntamente com os fragmentos de rocha, através do espaço anular formado entre a parede do poço e a coluna de perfuração (Cunha e Kastor, 2011).

Nmegbu e Oazuruike (2014) trazem em sua revisão que a maior parte das formações perfuradas são os folhelhos, rochas sedimentares de fina granulometria constituídas predominantemente de argila e silte. Asuelimen e Adetona (2014) apresentam também que a presença de determinados minerais argilosos faz com que os folhelhos tenham uma grande afinidade por água. Quando em meio aquoso, esses argilominerais tendem a se hidratar, provocando o inchamento dessas formações. A maior ou menor tendência de hidratação e, conseqüentemente, de inchamento do folhelho é, portanto, uma função do tipo predominante do argilomineral presente em sua composição.

A grande sensibilidade frente a fluidos aquosos, largamente utilizados atualmente, faz dos folhelhos as mais instáveis formações perfuradas, constituindo cerca de 90% dos problemas de instabilidade durante a perfuração (Yan *et al.*, 2013).

Os principais problemas de instabilidade apresentados por Wilson e Wilson (2014) são o colapso do poço por desmoronamentos, a desintegração dos fragmentos de folhelho (dispersibilidade) e sua incorporação ao fluido e a aglomeração de partículas de folhelho na broca (enceramento de broca). Esses problemas são responsáveis pela redução na taxa de penetração, prisão da coluna de perfuração e até o abandono do poço.

A instabilidade de folhelhos tem frustrado engenheiros de campo desde o início da perfuração de poços de óleo e gás e é de fato o problema técnico de maior relevância na área da perfuração e uma das maiores causas de tempo não produtivo (Van Oort *et al.*, 1996).

Em recente revisão do inchamento de argilas, Anderson *et al.* (2010) mantêm a convenção de que o inchamento das montmorilonitas, no nível interlamelar é o principal causador da instabilidade de folhelhos durante operações de perfuração. Porém, assim como abordado por Wilson e Wilson (2014), alguns folhelhos contendo expressivas quantidades de grupos de argilas como ilitas e

caulinitas, que não compartilham da predisposição para se expandir, também podem possuir comportamento de instabilidade durante o processo de perfuração. Mostrando assim que o mecanismo de inchamento é certamente importante, mas não o mecanismo universal para a instabilidade dessas formações.

O objetivo deste trabalho é estudar o inchamento e a desintegração ou dispersibilidade de seis amostras de folhelhos, bem como de uma amostra de argila bentonítica sódica, para fins comparativos, por meio do estudo da capacidade de troca de cátions, área específica, bem como, pelos ensaios de inchamento e dispersibilidade.

Metodologia

Foram estudadas seis amostras de folhelho, sendo dois da Bacia do Rio do Peixe, Sousa-PB (F1 e F2) e quatro da Bacia do Araripe, Nova Olinda-CE e uma amostra de argila bentonítica sódica industrialmente ativada, conhecida comercialmente por Brasgel PA.

A determinação da capacidade de troca de cátions (CTC) e da área específica (AE) foi realizada utilizando o método de adsorção de azul de metileno. Para esta técnica, inicialmente, mistura-se lentamente 0,5g da amostra do folhelho, moído e peneirado em peneira ABNT nº 200, com 300mL de água deionizada em constante agitação. Em seguida, o medidor de pH foi colocado em contato com a suspensão formada, e, de gota em gota adicionou-se uma solução 1N de Na₂CO₃ até o pH 9,0 para depois adicionar de gota em gota 1N de HCl até atingir o pH 3,5. Após a estabilização do pH em 3,5, adicionou-se 2mL de solução aquosa de azul de metileno (3,7g/L) à mistura e após 5 minutos, com um bastão, uma gota da mistura foi colocada em papel de filtro. Quando uma coroa circular azulada bem intensa foi formada no papel de filtro, aguardou-se mais 15 minutos para pingar outra gota de modo a confirmar a coroa circular, encerrando o ensaio. Caso contrário, adicionou-se 2mL de azul de metileno e após 5 minutos pingou mais uma gota no papel de filtro, até que o fenômeno descrito anteriormente ocorresse. Com o volume total de azul de metileno (V) utilizado para formar a coroa circular azulada bem intensa, a concentração molar (C) de 3,7g/L e a massa da amostra (m) de 0,5g, utiliza-se as Equações 1 e 2 descritas abaixo, onde a Equação 1 permite o cálculo da capacidade de troca de cátions (CTC) e a Equação 2, da área específica (AE).

$$C.T.C = \frac{C.V.100g}{m} = \frac{\text{meq de azul de metileno}}{100g \text{ de argila}} \quad (1)$$

$$AE = C.T.C \times 7,8043 \text{ m}^2/g \quad (2)$$

O ensaio de inchamento foi realizado conforme a metodologia apresentada na norma ASTM D 5890 (2011). Para a realização do ensaio, inicialmente tomou-se uma proveta de 100 mL de capacidade, onde 90 mL de água deionizada foram adicionados. Após a adição da água, lentamente se adicionou 1 g da amostra em estudo, seca e passada em peneira ABNT nº 200 (0,074 mm). O sistema foi deixado em repouso por 10 minutos e, em seguida, foi adicionado 0,1 g de massa da amostra a ser analisada. Este procedimento foi repetido em intervalos de 10 minutos até que o conteúdo da amostra dentro da proveta atingisse uma massa total de 2 g. Os sistemas foram deixados em repouso durante 16 horas e, após este intervalo de tempo, foram lidos os inchamentos registrados para cada amostra.

Para o ensaio de dispersibilidade foi utilizado o forno rotativo *Roller Oven* da marca Fann modelo 704 ES, composto por células de aço inox com capacidade de 400 mL. Para a realização dos

testes de dispersibilidade, as mostras de folhelhos foram moídas entre peneiras ABNT n°4 e ABNT n°8, abertura entre 4,75 mm e 2,36 mm, respectivamente. As amostras foram submetidas a três diferentes fluidos: água deionizada, solução aquosa de citrato de potássio e fluido de perfuração (formulação utilizada em trabalhos anteriores de Lucena (2014). Para isso, adicionou-se 350 mL de determinado fluido em cada célula do forno rotativo, em seguida adicionou-se 20g da amostra previamente preparada (moída e peneirada). A rotação das células foi mantida em 50 rpm a 66°C por 16 horas. Após este período, as amostras foram resfriadas em temperatura ambiente. Em seguida, o conteúdo da célula (fluido + folhelho) foi filtrado cuidadosamente em peneira ABNT N° 200, com vazão de água doce de aproximadamente 2 L/min para promover a lavagem da amostra. O folhelho com granulometria inferior a 0,074 mm, ou seja, que não ficou retido na peneira foi considerado disperso e o material retido seguiu para uma estufa onde ficou submetido a uma temperatura de 60°C durante 24 horas. Após as 24 horas, o material foi pesado em balança analítica de alta precisão. A Equação 3 fornece a dispersibilidade da amostra ensaiada.

$$D = \frac{(m_i - m_r) \times 100}{m_i} \quad (3)$$

Onde D é a dispersibilidade ou taxa de desintegração (%), m_i é a massa inicial da amostra (g) e m_r é a massa de folhelho retido na peneira (em gramas).

Resultados e Discussão

Na Tabela 4 encontram-se os valores de capacidade de troca de cátions (CTC) e área específica (AE) para todas as amostras analisadas.

Tabela 1 - Capacidade de troca de cátions (CTC) e Área específica das amostras estudadas.

Amostras	CTC (meq /100g de argila seca)	AE (m ² /g)
F1	23,1	180,3
F2	18,5	144,4
F3	37,0	288,8
F4	27,8	217,0
F5	32,4	252,9
F6	41,6	144,4
Brasgel PA	92,5	721,9

A partir dos dados apresentados na Tabela 4 observa-se que os folhelhos apresentaram uma CTC entre 18,5 e 41,6 meq / 100g de argila seca e para a Brasgel PA CTC de 92,5 meq / 100g de argila seca. A Tabela 5 apresenta os valores de CTC e de AE para diferentes argilominerais, de acordo com Souza Santos (1992). Comparando os resultados obtidos (Tabela 4) com os valores típicos (Tabela 5), pode-se inferir que, provavelmente, as amostras de folhelhos estudadas apresentam em sua composição ilita como argilomineral, enquanto que o argilomineral presente na amostra de Brasgel PA é a esmectita.

Tabela 2 - Valores de CTC e AE dos principais argilominerais.

Argilomineral	CTC (meq/100g de argila seca)	AE (m ² /g)
Caulinita	3-15	5-10
Ilita	10-40	100-200
Vermiculita	100-150	300-500
Esmectita	80-150	700-800

Fonte: Souza Santos (1992).

A Tabela 6 mostra os valores de inchamento obtidos para o ensaio realizado com água deionizada. A classificação adotada está presente na norma ASTM D5890 (2011), na qual valores iguais ou inferiores a 2 mL/g são considerados como não inchamento ou inchamento nulo, valores maiores que 2 mL/g e menores ou iguais a 5 mL/g como inchamento baixo, valores maiores que 5 mL/g e menores ou iguais a 8 mL/g como inchamento médio e valores acima de 8 mL/g como inchamento alto.

Tabela 3 - Valores de inchamento das amostras estudadas.

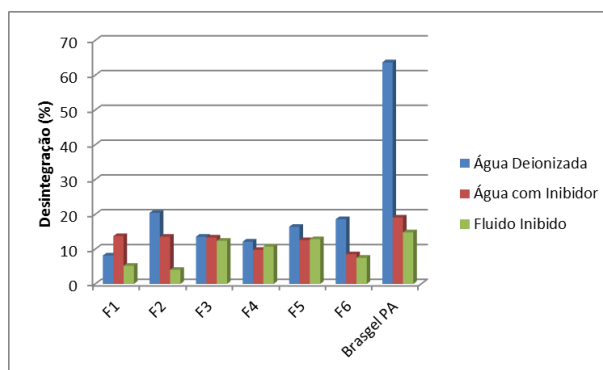
Amostras	Inchamento (mL/g)
F1	-
F2	-
F3	2,5
F4	2,0
F5	2,0
F6	2,0
Brasgel PA	21,0

* - = Leitura impossibilitada

Com base na Tabela 6 e nos valores de referência da norma ASTM D5890 (2011), pode-se constatar um inchamento alto da Brasgel PA (21 mL/g), sendo este o maior entre as amostras estudadas. As amostras de folhelho F1 e F2 apresentaram comportamento considerado disperso, visto que a coluna de água na proveta de ensaio se apresentou turva após a adição das amostras. Esta turbidez se deve as partículas das amostras que permaneceram dispersas no meio aquoso e não se depositaram no fundo do recipiente, possivelmente devido à presença de alguns argilominerais que experimentaram inchamento osmótico. Deste modo, não foi possível realizar a leitura do inchamento. A amostra F3 apresentou inchamento considerado baixo (2,5 mL/g) e as amostras F4, F5 e F6 apresentaram inchamento considerado nulo.

Os valores de desintegração para as amostras de folhelhos (F1 a F6) e a Brasgel (PA) em diferentes fluidos são apresentados na Figura 1.

Figura 1- Dispersibilidade das amostras estudadas em diferentes fluidos aquosos.



De modo geral, os resultados apresentados na Figura 1 indicam que o percentual disperso medido em água deionizada é maior do que o percentual disperso medido nos demais fluidos. Esse comportamento evidencia que a presença do citrato de potássio reduz o potencial de desintegração (dispersibilidade) dos folhelhos.

Porém, ao comparar os ensaios de capacidade de troca de cátions (CTC) e área específica (AE), inchamento e dispersibilidade em água deionizada, os resultados sugerem que os fenômenos de inchamento e desintegração (dispersibilidade) podem ou não se manifestar em conjunto. A amostra de Brasgel PA apresentou altos valores de (CTC), (AE) e inchamento (21 mL/g), e sua desintegração medida foi, de forma bastante expressiva, a maior entre as amostras estudadas (63,7%). Entretanto, as amostras de folhelhos que apresentaram por sua vez baixos valores de CTC e AE, bem como inchamento baixo ou inexistente, ou a presença de turbidez, obtiveram desintegrações variando entre 8,19% e 50,38%. As amostras F1 e F2 mostraram a presença de partículas dispersas no ensaio de inchamento, para a amostra F2 a dispersibilidade foi de 20,43%, maiores valores obtidos para as amostras de folhelho, enquanto que os folhelhos F1 mostraram níveis de inchamento significativamente menores, sendo este de 8,19%. As amostras F3, F4, F5 e F6 apresentaram inchamento baixo ou inexistente e níveis de dispersibilidade variando entre 12,15% para o folhelho F4 e 18,62% para a amostra F6.

A Tabela 7 apresenta o efeito dos fluidos inibidos sobre a desintegração das amostras de folhelho. Valores negativos refletem redução na desintegração e valores positivos refletem aumento na desintegração, quando comparados com os valores medidos em água deionizada.

Tabela 4- Efeito dos fluidos inibidos sobre a desintegração das amostras estudadas.

Amostras	Água + Citrato de Potássio (%)	Fluido de Perfuração
F1	+67,89	-20,79
F2	-33,50	-80,20
F3	-1,84	-8,82
F4	-19,34	-11,52
F5	-23,41	-21,58
F6	-54,15	-59,78
Brasgel PA	-70,02	-76,69

Com base na Tabela 7, é possível perceber que, para as amostras estudadas, o inibidor de inchamento (citrato de potássio) se mostrou eficiente na inibição da desintegração das amostras, como discutido anteriormente, haja vista que sua presença reduziu a desintegração. A maior redução na

desintegração ocorreu na amostra F2 (80,20%) em fluido de perfuração e a menor na amostra F3 (1,84%) em água deionizada na presença do inibidor.

Os resultados mostram ainda que as amostras com maiores taxas de inibição tanto no fluido de perfuração quanto em água com inibidor (Brasgel PA, F2 e F6), foram aquelas que apresentaram maior desintegração em água deionizada. O mesmo comportamento ocorre com as amostras que obtiveram menores valores de desintegração em água deionizada (F3, F4 e F5), sendo também as amostras com menores reduções na taxa de desintegração. O folhelho F1 apresentou um comportamento anômalo, redução em fluido de perfuração e aumento em água com inibidor, não sendo utilizado para fins comparativos.

Conclusões

As amostras de folhelhos das Bacias Rio do Peixe e Araripe podem ser consideradas quanto ao inchamento como formações de baixo potencial de reatividade, enquanto que a amostra de argila bentonítica sódica Brasgel PA, apresenta alto potencial. Em relação ao comportamento de dispersibilidade, foi possível concluir que os folhelhos estudados apresentam considerável desintegração quando na presença de água deionizada. Entretanto, teve sua desintegração consideravelmente reduzida quando na presença do sal citrato de potássio. O mesmo foi evidenciado quando a dispersibilidade dos folhelhos foi mensurada em fluidos de perfuração aquosos e inibidos com o sal citrato de potássio. Além disto, concluiu-se que a inibição da dispersibilidade foi mais eficiente nas amostras com maiores taxas de desintegração.

Agradecimentos

Ao Programa de Recursos Humanos (Prh-42), à Agência Nacional de Petróleo, Petrobras e Finep pelo apoio financeiro e à Universidade Federal de Campina Grande, System Mud, Laboratório de Fluidos de Perfuração (PefLab) e ao Laboratório de Referência em Dessalinização (LABDES) pelo apoio técnico.

Referências Bibliográficas

ANDERSON, R.L., RATCLIFFE, I., GREENWELL, H.C., WILLIAMS, P.A., CLIFFE, S., COVENEY, P.V. Clay swelling - A challenge in the oilfield. **Earth Science Reviews**, vol. 98, p. 201–216, 2010.

ASTM D, 5890-11. Standard Test Method for Swell Index of Clay Mineral Component of Geosynthetic Clay Liners. In: **American Society for Testing and Materials**. 2011.

ASUELIMEN, O. L., ADETONA, O.O., Stability analysis in shale using the mohr coulomb failure criterion. **International Journal of Engineering and Technology**, v. 4, p.196-205, 2014.

CUNHA, J.C., KASTOR, R. Introduction to rotary drilling In: Mitchell, F.R., Miska, Z. S. (Ed.). **Fundamentals of Drilling Engineering**. Richardson: Society of Petroleum Engineering, 2011. p.1-54.

LUCENA, D. V; SOUTO, C. M. R. A.; LIRA, H. L.; AMORIM, L. V. Influência de sais de potássio como inibidores de inchamento de folhelhos no desempenho de fluidos de perfuração poliméricos. **Tecnologia em Metalurgia, Materiais e Mineração**, v.11. 2014.

NMEGBU, J. G. C., OHAZURUIKE V. L., Wellbore instability in oil well drilling: a review. **International Journal of Engineering Research and Development**, v. 10, p. 11-20, 2014.

SOUZA SANTOS, P., **Ciência e tecnologia de argilas**, vol.2, Editora Edgard Blucher Ltda., São Paulo, 1992.

VAN OORT, E., HALE, A.H., MODY, F.K. Transport in shales and the design of improved water-based shale drilling fluids. **SPE drilling & completion**, v. 11, n. 03, p. 137-146, 1996.

WILSON, J. M., WILSON. L. Clay mineralogy and shale instability: an alternative conceptual analysis. **Clay Minerals**, v. 49, p.127-145,2014.

YAN, C., DENG, J., YU, B. Wellbore Stability in Oil and Gas Drilling with Chemical-Mechanical Coupling. **The Scientific World Journal**, v. 2013, p.1-9, 2013.