

HIDRATAÇÃO DE FORMAÇÕES REATIVAS DE REGIÕES PETROLÍFERAS: UMA BREVE REVISÃO

MITIGATING MEASURES IN THE EVENT OF AN ACCIDENT WITH OIL RESIDUE OF OILY SLUDGE TYPE

DANIELLY VIEIRA DE LUCENA

Mestre e Doutora em Ciências e Engenharia de Materiais com ênfase no Setor de Petróleo e gás. Professora do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba (IFPB) no curso de Petróleo e Gás. Universidade Federal de Campina Grande, UFCG. E-mail: daniellymateriais@yahoo.com.br

CARLOS MAGNO ROCHA ALMEIDA SOUTO

Universidade Federal de Campina Grande, UFCG. E-mail: carlos__magno@msn.com

Envio em: Setembro de 2015

Aceite em: Maio de 2016

RESUMO

A utilização de fluidos aquosos em formações sensíveis à hidratação (como as que contêm argila) promove um dano às paredes do poço e causa sérios problemas durante a perfuração. Dependendo das características químicas, as formações reativas expostas a um fluido aquoso tendem a absorver a água do fluido, resultando no rápido inchamento e dispersão de argila. Esse fenômeno, que é responsável pela maioria dos problemas de instabilidade durante a perfuração, acarreta em encerramento da broca, aprisionamento da coluna de perfuração, variação no diâmetro do poço dentre outros se configura como um dos maiores obstáculos para a operação de perfuração. Deste modo, este artigo visa a apresentar os mecanismos de instabilidade de formações reativas, seus mecanismos e fenômenos envolvidos.

Palavras-chave: Fluidos Aquosos. Formações Reativas. Instabilidade.

ABSTRACT

During oil exploitation, water can be emulsified in oil samples or found as produced water. When emulsified in oil, water must be removed from the process because it can compromise important steps in areas such as production, transportation and refining, which could increase operating costs. In this work, an investigation was carried out on the influence of the size of the carbon chain of cosurfactants in microemulsion systems used for breaking water/oil emulsions. In order to determine the best conditions for the formation of microemulsions, two commercial surfactants were tested (DBB-7191 and DBB-7107), using distilled water as aqueous phase, pine oil as oil phase and ethanol and isopropyl alcohol as cosurfactants at a fixed C/S ratio (cosurfactant / surfactant) equal to 10. For the tests of breaking water/oil emulsions, an oil sample with BSW (Basic Sediments and Water) of 24 % was used. Each sample was observed for a period of 30 minutes at a fixed temperature of 60 °C, during which the volume of the separated water was measured every three minutes. The system using isopropyl alcohol as cosurfactant had better performance to break the emulsion than ethanol. The results showed that the maximum efficiency of emulsion breaking using isopropyl alcohol was 98.33%, using the DBB-7191 as surfactant. In contrast, the maximum efficiency for ethanol was 68.33% using the DBB-7191 as surfactant.

Keywords: Microemulsion. Petroleum. Emulsified Water. Cosurfactant.

1 - INTRODUÇÃO

O problema da estabilidade do poço em formações expansíveis tem frustrado engenheiros de campos de petróleo desde o início da perfuração de poços de petróleo e de gás. A instabilidade é o fator que ocasiona o mais significativo problema técnico na operação de perfuração e se trata também de uma das maiores fontes de perda de tempo e problemas de custo (VAN OORT et al., 2003).

Segundo Anderson et al. (2010) o inchamento de formações reativas afeta diretamente a permeabilidade da formação, ocasionando também sérios problemas associados à prisão de ferramentas durante a operação de perfuração.

A estabilidade dos folhelhos ricos em argila é profundamente afetada por suas complexas interações físicas e químicas com fluidos de perfuração (VAN OORT, 2003). Deste modo, essas rochas com alto teor de argila têm mostrado significativas alterações, tais como expansão ou inchamento, quando colocadas em contato com fluidos aquosos devido à adsorção de moléculas polares de água ou de íons hidratados solubilizados no meio. Essas alterações podem provocar o colapso da rocha durante a perfuração com fluidos à base de água (MACHADO, 2002).

De acordo com a literatura, o processo de inchamento é explicado por dois mecanismos. O intumescimento intercrystalino é provocado pela hidratação dos cátions trocáveis da formação reativa seca, enquanto o inchamento osmótico ocorre pela diferença na concentração de íons próximo da superfície da argila e do fluido de perfuração (MADSEN; MULLER-VONMOOS, 1989).

Os fluidos de perfuração à base de água estão sendo cada vez mais utilizados para exploração de petróleo e de gás, pois, são geralmente considerados mais aceitáveis para o meio ambiente do que os fluidos à base de óleo ou de base sintética. Infelizmente, apesar de poluir menos que os outros tipos de fluidos, a sua utilização facilita a hidratação e inchamento da argila, gerando problemas físico-químicos que se acentuam devido ao comportamento de membrana, não ideal dos folhelhos quando em presença desses fluidos (ANDERSON et al. 2010). Deste modo, se faz necessário a adequação do fluido de perfuração aquoso para aplicação na perfuração de formações reativas.

As consequências resultantes dos problemas enfrentados durante a perfuração dos poços de petróleo estão associadas à instabilidade causada pela interação entre as formações argilosas e o fluido utilizado para atravessá-las variam desde o desmoronamento das paredes e alargamento do poço até seu completo fechamento (LOMBA et. al, 2000). Dessa forma, a estabilidade de poços de petróleo vem sendo estudada considerando os aspectos

mecânicos e químicos da rocha, principalmente, com relação às interações fluido-folhelho.

Para um maior entendimento dos fenômenos de interação entre a rocha e o fluido de perfuração é necessário, primeiramente, que se tenha uma descrição completa destas formações ativas, tanto do ponto de vista de seus constituintes individuais quanto da sua microestrutura (RABE; FONTOURA, 2003). Deste modo, este trabalho objetiva apresentar os mecanismos de instabilidade de formações reativas, seus mecanismos e fenômenos envolvidos para um amplo entendimento do fenômeno de hidratação.

2 METODOLOGIA

Para o levantamento bibliográfico, optou-se pela busca de artigos em periódicos nacionais e internacionais, com enfoque em pesquisas mais recentes (última década), disponíveis nas bases de dados pertencentes aos mais renomados eventos e periódicos. A pesquisa aborda artigos publicados em periódicos indexados do mundo todo. Como critérios de inclusão, os artigos deveriam abordar o tema relacionado às formações reativas e instabilidade causada pelo fenômeno de interação entre tais formações e o fluido de perfuração. Foram excluídos artigos de revisão bibliográfica. A análise foi realizada considerando informações específicas de cada artigo relacionadas à autoria, ano de publicação, país, população, tipo de pesquisa, desenvolvimento da metodologia e os resultados encontrados.

3 DESENVOLVIMENTO

3.1 HIDRATAÇÃO DE ARGILAS E FOLHELHOS

O fluido de perfuração entra em contato com a formação rochosa que pode ser constituída por minerais e rochas sensíveis à água (ALBUQUERQUE, 2011). Os fatores associados à instabilidade das formações estão relacionados à entrada de água nas entrecamadas das argilas (como a esmectita), resultando em um "inchamento" da rocha.

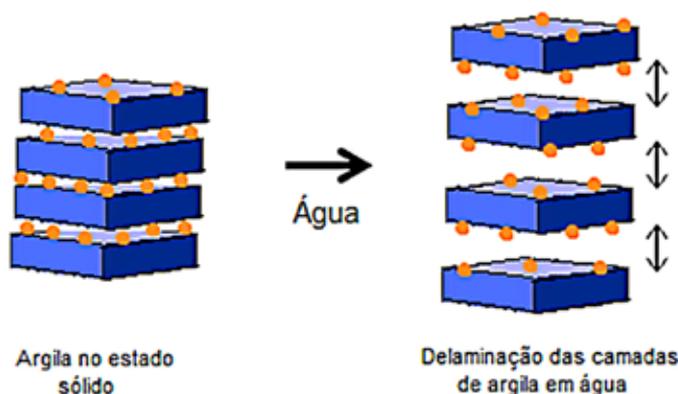
As argilas são organizadas em pacotes laminares e possuem um alto grau de hidratação. Quando entram em contato com a água, essas lâminas de argilas se separam à medida que a água penetra no espaço basal (Figura 1). Para Pereira (2007), as formações argilosas contendo esmectita são especialmente sensíveis à presença de água. Muitas destas formações contêm vários tipos e diferentes quantidades de argilas. Quanto maior a presença de esmectita, maior a reatividade na presença de água.

Segundo Kehew (2006), a hidratação é um complexo resultado de mudanças no sistema água-formação argi-

losa que perturbam o equilíbrio interno dessas partículas. O mesmo autor indica que as partículas de argila são como plaquetas que apresentam cargas negativas em sua super-

fície e suas arestas positivamente carregadas, e assim, as moléculas de água são atraídas para superfície da plaqueta devido à natureza polar da molécula de água.

Figura 1 – Representação esquemática da delaminação em camadas de uma argila hidratada.



Para Komine (2010), o tipo, tamanho e carga de cátions trocáveis presentes na camada intermediária apresentam grande impacto sobre a magnitude do inchamento que ocorre nas formações reativas. Ainda segundo o autor, a hidratação intercamadas, que é associada com a hidratação dos cátions trocáveis, inclui a atividade da água, o tamanho e a morfologia das partículas de argila. Em seus estudos, Hendricks et al. (1940), propuseram que o processo de expansão é iniciado pela hidratação de cátions permutáveis.

Para Cardoso (2005), uma 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.

Qu et al. (2009), investigaram a propriedade inibidora do polioxialquileno amina (POAM) de acordo com os métodos convencionais de avaliação dos fluidos de perfuração preparados em laboratório frente à montmorilonita sódica (Na-MMT). O estudo mostrou que a POAM foi completamente solúvel em água e exibiu desempenho superior para inibir a hidratação da Na-MMT e reduziu significativamente a hidratação dessas formações e de folhelhos, indicando um bom controle da hidratação por parte desse inibidor.

Em estudo realizado por Zhong et al. (2011) foi avaliada a hidratação de folhelho reativo fazendo uso do inibidor diamina poliéster (PEDA) em sistema de fluido de perfuração. Os resultados indicaram que as propriedades de inibição de PEDA são superiores ao cloreto de potássio,

que é o tipo de inibidor convencional, e pode ser melhorada com a diminuição do valor de pH. Tal fato é possível, segundo os autores, devido ao baixo peso molecular da PEDA que torna possível que a mesma seja intercalada na estrutura de argila.

Para Niu et al. (2013) 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. Os autores mostram que o poliéter amina de baixo peso molecular, fornece um desempenho suficiente de inibição e se trata de um excelente aditivo por não apresentar efeito sobre as propriedades reológicas das dispersões de argila.

3.2 MECANISMOS DE INSTABILIDADE DE FORMAÇÕES REATIVAS

Xuan et al. (2013) reportaram que os acidentes causados pela instabilidade de formações reativas frente aos fluidos aquosos resultam em uma perda econômica de 800 milhões de dólares por ano. O mesmo estudo cita que, em geral, os folhelhos são hidrofílicos, e tal fato dificulta a obtenção de um fluido de perfuração que evite os problemas de instabilidade e atendam as propriedades gerais exigidas para o bom desempenho de um fluido de perfuração.

Segundo Frydman e Fontoura (2001), o comportamento do folhelho durante a perfuração é definido por uma complexa combinação de processos mecânicos, químicos, térmicos e elétricos e o seu comportamento

não pode ser compreendido se os mecanismos forem analisados separadamente. Ainda de acordo com os autores, a presença do fluido de perfuração pode levar ao transporte de íons e/ou água para dentro ou para fora da formação.

Para Van Oort (2003), 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 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. (2000), a diferença de potencial químico entre o fluido de perfuração e os fluidos dos poros dos folhelhos é causada pelo gradiente de concentração e tipo (natureza) dos sais presentes nas águas intersticiais do folhelho 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.

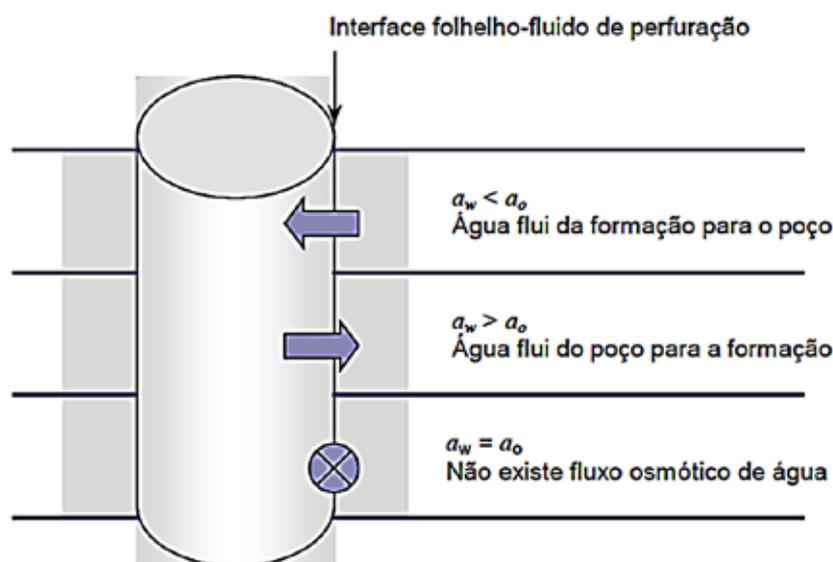
Niu et al. (2013) definem osmose como o movimento de água através de uma membrana semipermeável que

promove a separação de soluções com diferentes concentrações salinas ou diferentes atividades químicas. Este mecanismo faz com que o solvente migre de meios de menor concentração para o de maior concentração iônica. Os mesmos autores definem difusão como o processo pelo qual os íons dissolvidos se movem de áreas de maior concentração para áreas de menor concentração através de uma membrana semipermeável não ideal, ou seja, a osmose e a difusão ocorrem em direções opostas.

De acordo com García e Fontoura (2007), 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 (2013), 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 atividades 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 fosse 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, isto é, não ocorre fluxo (Hawkes et al., 2000), como pode ser visualizado na Figura 2.

Figura 2 – Transporte de água através de uma membrana semipermeável perfeita na interface folhelho-fluido de perfuração.



Fonte - Hawkes et al., 2000.

à esmectita e concluiu que a inibição fazendo uso de tal íon se tratava de um procedimento eficaz.

Díaz-Pérez et al. (2007) concluíram em seus estudos que a análise termogravimétrica (ATG) pode revelar a distribuição de água em uma argila em vários lugares específicos da estrutura mineral e este ensaio se mostra como uma ferramenta importante que pode ser utilizada para compreender a hidratação do processo de inchamento de minerais argilosos.

Norrish (1963) usou a técnica de difração de raios X para medir o espaçamento da esmectita quando imersa em soluções saturadas de um sal. Foi observado um discreto aumento no espaçamento das camadas da argila com o decréscimo da concentração de sal, concluindo assim que, há um aumento da adsorção de moléculas de água na argila com a diminuição da concentração de sal nos fluidos utilizados.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo apresentou uma revisão da literatura sobre o fenômeno de hidratação de formações reati-

vas de regiões petrolíferas, considerado como um dos problemas mais antigos e recorrentes na indústria de extração de petróleo. A ocorrência do fenômeno de hidratação acarreta na expansão das formações reativas e conseqüente aprisionamento da coluna de perfuração e encerramento de brocas. Deste modo, este problema promove aumento do tempo não-produtivo da sonda, causando a elevação dos custos relativos à operação e perfuração dos poços.

A escolha correta do tipo de fluido de perfuração tem fundamental importância neste cenário, seja para evitar o fenômeno ou minimizar os problemas ocasionados pela expansão. A compreensão dos fenômenos de atividades química da água, efeitos osmóticos e difusão, nos permite compreender como se dá o fenômeno de inchamento e assim, poder fazer a escolha mais adequada para evitar tal ocorrência, assim como também permite que se compreenda a atuação dos aditivos denominados de inibidores, que atuam fixando sua carga positiva nas faces negativas da argila, impedindo assim, a entrada das moléculas de água e conseqüente hidratação.

REFERÊNCIAS

AL-BAZALI, T. M. The consequences of using concentrated salt solutions for mitigating wellbore instability in shales. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 80, p. 94–101, 2012.

ALBUQUERQUE, A. C. C. et al. Biodegradação de Fluido de Perfuração X Condições Operacionais. **Congresso Brasileiro de Microbiologia**, 26, Foz do Iguaçu, PR, 2011.

ANDERSON, R.L. et al. Clay swelling. A challenge in the oilfield. **Earth-Science Reviews**, v. 98, p. 201–216, 2010.

BAILEY, L., et al. Effect of clay / polymer interactions on shale stabilization during drilling. **Langmuir**, v. 10, p. 1544–1549, 2004.

CARDOSO, J. J. B. **Estudo do inchamento de bentonitas sódicas e avaliação do desempenho de inibidores pela difração de raios X**. 2005. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Nuclear)- Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

CYGAN, R.T., et al. Molecular models and simulations of layered materials. **Journal of Materials Chemistry**, v.9, p. 2470–2981, 2009.

DÍAZ-PÉREZ, A., et al. The role of water/clay interaction in the shale characterization. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 58, p. 83–98., 2007.

EWY, R. T.; STANKOVICH, R. J. Shale-Fluid Interactions Measured Under Simulated Downhole Conditions. **SPE/ISRM Rock Mechanics Conference**, SPE 78160, Irving, 10 p, 2002.

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 and Engineering**, v.67, p. 57-64, 2009.

HAWKIES, C. D., et al. Wellbore Instability in Shales: A Review of Fundamental Principles and GRI-Funded Research. **GRI Project Manager**, 2000.

HENDRICKS, S. B., NELSON, R. H., AND ALEXANDER, L. T. Hydration mechanism of the clay mineral montmorillonite saturated with various cations. **American Chemistry Society Journal**, v. 62, p. 1457-1464, 1940.

KEHEW, E.A. **Geology for Engineers and environmental scientists**. 3Ed. New Jersey: Editora Prentice Hall Englewood Cliffs, 2006.

KEIJZER, J.S.; HEISTER, K.; LOCH, J.P.G. Stability of clay membranes in chemical osmotic processes, **Clays and Clay Minerals**, v. 169, p. 632-639, 2004.

KOMINE, H. Predicting hydraulic conductivity of sand-bentonite mixture backfill before and after swelling deformation for underground disposal of radioactive wastes. **Engineering Geology**, v. 114, p. 123-134, 2010.

LAST, N.; PLUMB, D. Managing Wellbore Stability in the Cusiana Field. **Revista The Search, for Oil & Gas in Latin America & the Caribbean**, Slumberger Sureenco, v. 2, p. 8 – 31, 1995.

LOMBA, R. F. T.; SÁ, H. M. S.; PEREZ, R. C. Desenvolvimento de metodologia de testes para avaliação da interação folhelho-fluido de perfuração. **Organic Geochemistry**, PETROBRAS, 2000.

MACHADO J. C. V. **Reologia e escoamento de fluidos**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2002.

MADSEN; MULLER-VONMOOS. The shearing behaviour of clays. **Applied Clay Science**, v. 4, n.2, p. 125- 141, 1989.

MOKNI, N.; OLIVELLA, S.; ALONSO E.E. Swelling in clayey soils induced by the presence of salt crystals. **Applied Clay Science**, v. 47, p. 105-112, 2010.

NIU, M., et al. Yield and characteristics of shale oil from the retorting of oil shale and fine oil- shale ash mixtures. **Applied Energy**, v. 111, p. 234-239, 2013.

NORRISH, K.; RAUSELL-COLOM, J. A. Effect of freezing on the swelling of clays minerals. **Clay Mineral**, v. 5, p. 9-16, 1963.

PEREIRA, E. et al., **Uso de Inibidores de Argilas como Solução de Problemas em Sondagem**, 2007, Disponível em: <www.systemmud.com.br>, Acesso em: ago. 2015.

QU, Y. et al. Polyoxyalkyleneamine as shale inhibitor in water-based drilling fluids. **Applied Clay Science**, v. 44, p. 265-268, 2009.

SHUIXIANG, X.; GUANCHENG, J.; MIAN, C. An environment friendly drilling fluid system. **Petroleum Exploration and Development**, v. 38 (3), p. 369-378, 2011.

SUTER, J.L et al. Recent advances in large scale atomistic and coarse-grained molecular dynamics techniques applied to clay minerals. **Journal of Materials Chemistry**, v.19, p. 2482-2493, 2009.

TAN, C. P.; RAHMAN, S. S.; CHEN, X. Wellbore Stability Analysis and Guidelines for Efficient Shale Instability Management. Paper SPE/IADC 47795. **SPE/IADC Drilling Conference**, Indonesia, 1998.

VAN OORT, E. On the physical and chemical stability of shales. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 38, p. 213- 235, 2003.

XUAN, Y.; JIANG, G.; LI, Y.; GENG, H.; WANG, J. A biomimetic drilling fluid for wellbore strengthening Petroleum Exploration and Development. **Petroleum Exploration and Development**, v. 40, n.4, p. 531–536, 2013.

YAN, C., DENG, J., YU. Wellbore stability in oil and gas with chemical-mechanical coupling. **Scientific World Journal**, v. 2013, 2013.

ZHANG, J., AL-BAZALI; T. M. , CHENEVERT, M. E., SHARMA; M. Factors controlling the membrane efficiency of shales when interacting with water-based and oil-based muds, **SPE Drill, Completion**, v. 23, n.2, p. 150–158, 2008.

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.

