

MICROEMULSÕES NO TRATAMENTO DE DANO ORGÂNICO

Brenda Matos da Costa¹; Talles Nóbrega Sousa²; Cláudio Régis dos Santos Lucas³; Yanne Katiussy Pereira Gurgel Aum⁴; Pedro Tupã Pandava Aum⁵.

1- Universidade Federal do Pará – brendamatosc@bol.com.br

2- Universidade Federal do Rio Grande do Norte –

3- Universidade Federal do Rio Grande do Norte –

4- Universidade Federal do Amazonas – yanne@ufam.edu.br

5- Universidade Federal do Pará – pedroaum@ufpa.com

Resumo:

O petróleo é uma mistura complexa de hidrocarbonetos e outros compostos contendo enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais pesados, podendo estar organizados desde a forma simples até complexas estruturas. Como consequência da composição do petróleo e condições as quais ele está submetido no escoamento dentro do reservatório, alguns componentes mais pesados se agregam e por sua própria característica agem ativamente sobre a rocha se adsorvendo e invertendo a molhabilidade da mesma, de forma que eles se depositam e causam redução da permeabilidade, impactando na produção de fluidos, sendo denominado esse processo de dano à formação. O destaque neste trabalho é dado ao tratamento do dano de origem orgânica utilizando microemulsão, em particular a causada pelos asfaltenos que são compostos orgânicos polares de alto peso molecular com grande número de anéis aromáticos e heteroátomos que estão presentes em petróleos na forma dispersa. Este trabalho avaliou o uso de microemulsões que são sistemas termodinamicamente estáveis de baixa tensão interfacial e conhecidas pela sua capacidade de solubilizar diversas substâncias. Utilizaram-se dois sistemas microemulsionados para analisar a capacidade de remoção do dano por deposição orgânica, o sistema SMA e o SMB, onde o SMA contém HCl em sua composição. Os resultados mostraram que o SMA se mostrou mais efetivo na solubilização de borra asfáltica que o SMB, indicando ser capaz de remover o dano de origem orgânica e quando comparado ao tratamento com solventes 100% aromáticos leva vantagem, na parte operacional e ambiental por apresentar um menor conteúdo destes.

Palavras-chave:

Dano, microemulsões, solvente, microemulsões ácidas, asfaltenos.

Introdução

O petróleo é a principal fonte energética e insumo para grande variedade de produtos, no entanto a sua extração não é um trabalho simples. Ela envolve diversos desafios, em parte criados a própria natureza química desse fluido, que flui através de poros extremamente pequenos da rocha reservatório até o poço, passando por alterações composicionais, redução de pressão e temperatura que afetam seu equilíbrio termodinâmico.

Não raramente essas alterações de equilíbrio levam a precipitação de espécies químicas que agem ativamente sobre a rocha alterando sua molhabilidade ou servindo de bloqueio mecânico, o

que implica na redução da permeabilidade, por conseguinte reduzindo os ganhos da empresa a qual explora o reservatório (COREX, 2011).

A essa redução de permeabilidade dá-se o nome de dano, nesse caso, dano de origem orgânica. Os constituintes do petróleo relacionados a perda de permeabilidade são os asfaltenos: moléculas com anéis poliaromáticos de alto peso molecular, polidispersas a tensoativas (CIVAN, 2016); parafinas: compostas de n-alcenos com 15-40 carbonos e pouca ou nenhuma ramificação (DONG et al, 2001); resinas: moléculas polares semelhantes aos asfaltenos, mas com peso molecular menor e precipitáveis quando em conjunto com asfaltenos (KHANIFAR et al. 2011); e diamondoids: estruturas em forma de gaiola encontradas em petróleos e formados em condições de alta temperatura (MANSOORI, 2007).. A deposição orgânica é um problema característico petróleos de baixa densidade API é um sério problema em várias áreas através do mundo e, por vezes, impossível de evitar, pois faz parte do próprio processo de produção do reservatório.

O dano de origem orgânica geralmente afeta alguns metros em torno do poço alguns métodos conhecidos de remoção do dano são através do uso de solventes, aquecimento, ou a remoção mecânica da região afetada (ABDULRAZAG, 2007). Destes métodos o mais utilizado é aplicação de solventes, geralmente, aromáticos, reconhecidamente cancerígenos.

Os sistemas microemulsionados são sistemas dispersos, monofásicos, transparentes ou translúcidos, termodinamicamente estáveis, com baixíssima tensão interfacial, sendo capazes de solubilizar grandes quantidades de dois líquidos imiscíveis em uma fase homogênea, na presença de um tensoativo, algumas vezes com a presença de contensoativo (ROBB, 1981).

A função da estimulação ácida é remover ou ultrapassar um dano presente nas proximidades do poço (AUM, 2011). Neste trabalho foi utilizado uma amostra de rocha carbonática impregnada com borra asfáltica, rica em asfaltenos, qual foi tratada com sistemas microemulsionados ácidos e não ácidos para avaliar o comportamento da solubilização desse tipo de dano a temperatura e pressão ambiente.

Metodologia

A borra asfáltica foi obtida através de uma companhia que atua no mercado nacional. A mesma foi homogeneizada através de agitação mecânica e misturada na proporção de 3 g de calcário pela 10 ml de microemulsão e deixada em repouso por um período de 12h.

Resultados e Discussão

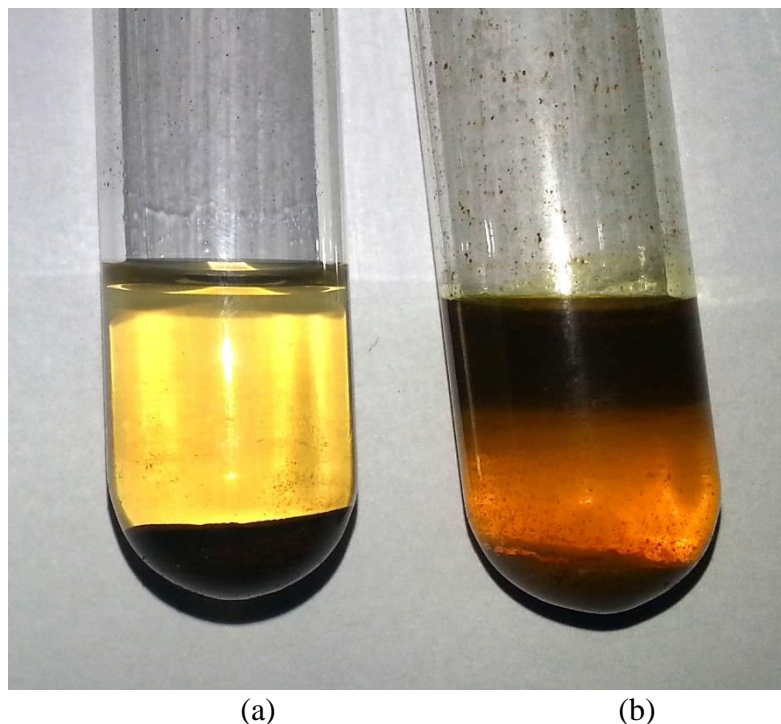
Foi escolhido um sistema microemulsionado de propriedades de solubilização com bons resultados (VIANA, 2013) para comparar com uma microemulsão ácida, cujas composições dos sistemas utilizados encontram-se na Tabela 1.

Tabela 1 - Sistemas utilizados para remoção de borra asfáltica

Sistema	Tensoativo	Cotensoativo	Componente aquoso	Componente óleo
MEA	16,67% UNT L90/OMS	8,33% Sec-butanol	70% Solução HCl 29,8%	5% Xileno
MEB	16,67% UNT L90	8,33% Álcool isoamílico	70% Água	5% Querosene

A Figura 1 mostra os tubos de ensaio no qual foram realizados testes de extração de borra asfáltica com microemulsão ácida (MEA) e microemulsão não ácida (MEB).

Figura 1 - Tubos de ensaio com rocha impregnada após extração; (a) MEB e (b) MEA

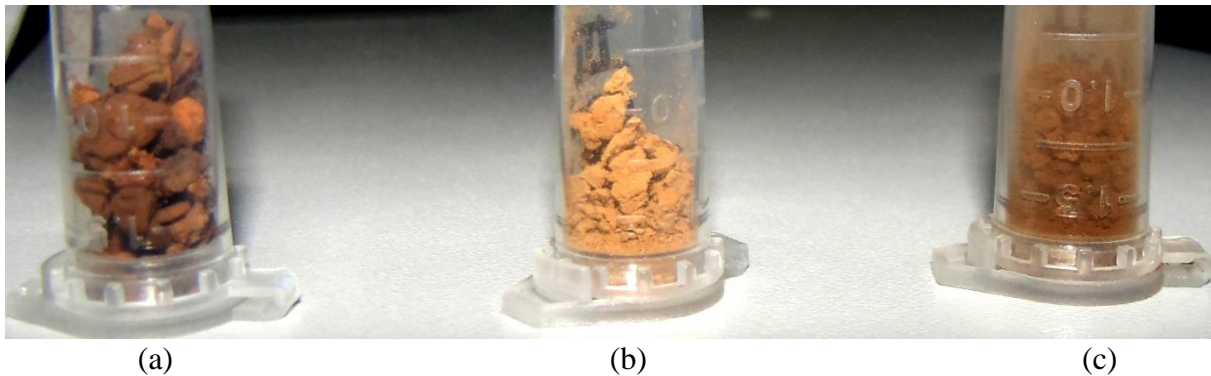


Na Figura 1, pode-se observar que a MEA interagiu melhor com a rocha e formou uma camada de óleo, em excesso, proveniente da rocha, enquanto que a MEB pouco teve sua coloração alterada.

Pode-se observar na Figura 2 que a coloração dos fragmentos de rocha após o tratamento permaneceu escura na MEB, enquanto na MEA a rocha apresentou uma coloração mais clara,

evidenciando a remoção da borra asfáltica. Na Figura 2 tem-se a foto da rocha após filtração e secagem.

Figura 2 - (a) Amostra de rocha impregnada, (b) rocha após extração com MEA, (c) rocha após extração com MEB



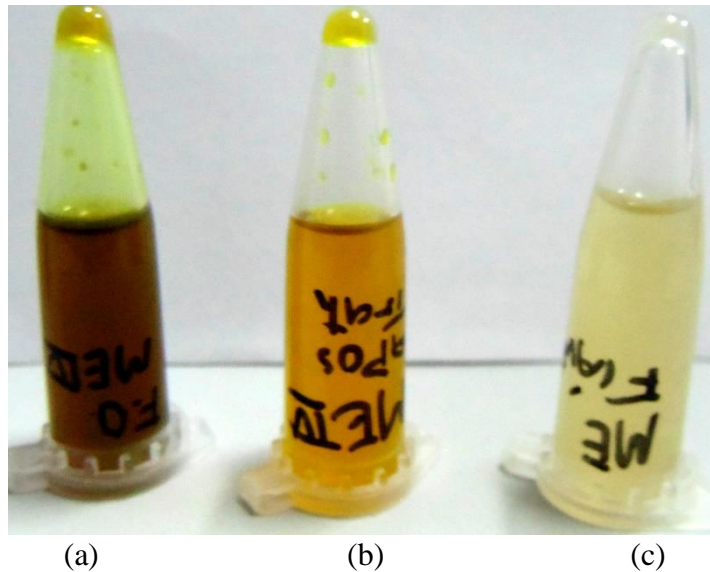
Na Figura 2 é bastante significativa a diferença de coloração entre a amostra impregnada e a rocha após exposição a MEA, confirmando a remoção de grande parte da borra presente no cascalho. A rocha que sofreu exposição MEB ainda apresenta variação pouco significativa na coloração que é bem próxima à da amostra impregnada antes do tratamento.

Na análise da coloração das amostras de líquido recolhidas após o processo de extração fica mais evidente a diferença na eficiência na remoção de óleo da superfície do cascalho pelos dois sistemas microemulsionados.

Na Figura 3, tem-se as microemulsões separadas após tratamento do cascalho impregnado. A Figura 3 (a) consiste da fração oleosa, separada da fração microemulsionada, resultante do tratamento do cascalho com MEA. A Figura 3 (b) é a fração de microemulsionada, resultante do tratamento do cascalho com MEA, Figura 3 (a). A Figura 3 (c) é microemulsão resultante do tratamento do cascalho impregnado com MEB.

Pode-se comparar as colorações entre as duas microemulsões após o tratamento e verificar que a microemulsão ácida (MEA) adquiriu uma coloração mais escura, podendo ser explicada pelo fato dela ter solubilizado uma maior quantidade de fase óleo, chegando até a sua saturação máxima e causando um excesso de fase óleo no tubo. A microemulsão não-ácida (MEB) saiu de transparente para uma coloração amarelo claro, indicando que pouco solubilizou do que estava presente na superfície do cascalho.

Figura 3 - (a) fração oleosa extraída após MEA, (b) fração microemulsionada após MEA, (c) microemulsão com após MEB.



A maior eficiência no tratamento da borra de petróleo para o sistema MEA, deve-se principalmente, a presença do xileno como fase oleosa, já que os asfaltenos são solúveis nesse solvente. O fato do MEA ser um sistema ácido, também ajuda na estabilidade da microemulsão e o ácido age reagindo sobre a superfície da rocha desprendendo a matéria orgânica para o seio da microemulsão a qual passa ter maior superfície de ação.

Conclusões

Os sistemas microemulsionados ácidos apresentaram-se significativamente eficientes no tratamento de borras de petróleo, tonando-se alternativa ao uso no tratamento de borra de petróleo e na estimulação para recuperação permeabilidade em reservatórios afetados pelo dano de origem orgânica.

Agradecimentos

Ao LCPETRO (Laboratório de Ciências e Engenharia do Petróleo) e ao Campus Universitário de Salinópolis pela infraestrutura e a Fundação Amazônia de Amparo a Estudos e Pesquisas (FAPESPA) pelo apoio financeiro.

Referências

AUM, P. T. P. Aplicação de sistemas microemulsionados ácidos em acidificação de poços. 2011. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – PPCEP, Programa de Pós-

Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte.

ABDULRAZAG, Y. Z; SHEDID, A. S.; HASSAN, A. **A new technique for treatment of permeability damage due to asphaltene deposition using laser technology**. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 59, pag. 300–308, 2007.

CIVAN, F. **Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment, and mitigation**. 3 ed. Houston: Gulf Publishing Company, 2016.

COREX. **Formation Damage Analysis**, Disponível em: http://www.corex.co.uk/formation_damage.php. Acessado em: 23 de outubro de 2011.

DONG, L.; XIE, H.; ZHANG, F. **Chemical Techniques for the Paraffin and Asphaltene Deposition**. In: SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Houston: SPE, 2001.

EVANS, D. F. e WENNERSTRON, H. **The Colloidal domain: where physics, chemistry, biology, and technology meet**. New York, VHC Publishers, 1994.

KHANIFAR, A.; ALIAN, S. S.; DEMIRAL, B.; DARMAN, N. **Study of Asphaltene Precipitation and Deposition Phenomenon during WAG Application**. In: 2011 SPE Enhanced Oil Recovery Conference. Kuala Lumpur: SPE. 2011.

MANSOORI, G. A. **Polidiversity of Heavy Organics in Crude Oils and their Role in Crude Stability**. In: COGC Meeting. Chicago: 2007.

ROBB, M. M. **Microemulsions**, New York: Plenum Presse, 1981.

VIANA, F. F. **Tratamento de borra de petróleo com sistemas microemulsionados**. 2013. Dissertação (Mestrado em Química) – PPGQ, Programa de Pós-Graduação em Química. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte.