

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Mobilidade de microemulsão em meio poroso na recuperação avançada de petróleo

AUTORES:

*V. C. Santanna¹; A. C. M. Silva²; H. M. Lopes²; F. A. Sampaio Neto²

INSTITUIÇÃO:

1 – Departamento de Engenharia de Petróleo – Universidade Federal do Rio Grande do Norte – Campus Universitário – Natal – RN – Brasil – CEP 59072-970 – Email: vanessasantanna@yahoo.com.br

2 – Departamento de Ciência e Tecnologia dos Materiais – Universidade Federal da Bahia – Rua Aristides Novis, 2, Federação, Salvador – BA – Brasil – CEP 40210-630

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela a Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. 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 6ºPDPETRO.

Mobilidade de microemulsão em meio poroso na recuperação avançada de petróleo

Abstract

Petroleum recovery methods basically consist on fluid injection aiming to displace the oil out of the rock pores. Among the methods used in enhanced oil recovery, chemical methods, which may involve microemulsion flooding, are cited. In this work, injection assays have been carried out with microemulsion-based commercial anionic surfactant, oil from the Field Quiambina (mature field in the Bahia) and brine (2% KCl). The experiments basically consisted on the injection of fluids, into cylindrical plug samples from the Botucatu, by conventional recovery methods (water injection - brine) and advanced (injection microemulsion). During microemulsion flooding, samples were collected as a function of time and the volume of oil recovered was determined. It was obtained results mobility, movable oil volume and displaced oil volume. In this study it was found that microemulsion flooding showed lower mobility than that water flooding, favoring oil recovery. The oil volume displaced by microemulsion was 75% of displaceable oil, well above obtained with conventional recovery method.

Introdução

O método avançado de recuperação é empregado para atuar nos pontos onde o processo convencional falhou, ou falharia caso fosse empregado. Os métodos de recuperação avançada classificam-se em três categorias: métodos térmicos, métodos miscíveis e métodos químicos. Esta classificação não é única e existem alguns processos que poderiam estar incluídos em uma ou outra categoria.

Neste trabalho, é dado enfoque maior aos métodos químicos, usando a microemulsão como fluido de recuperação. Nos métodos químicos pressupõem-se processos em que há certa interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório, através da injeção de solução de polímero, solução de tensoativo, microemulsão ou solução alcalina.

A injeção de microemulsão reduz a tensão interfacial entre o óleo e a água presentes no reservatório, aumentando a eficiência de recuperação do óleo. As microemulsões por serem soluções viscosas também favorecem o aumento da eficiência de recuperação do óleo (Austad e Strand, 1996; Wellington e Richardson, 1997; Glover *et al.*, 1979; Shindy *et al.*, 1997; Santanna *et al.*, 2009).

Sabe-se que, quanto maior for a razão de mobilidades, menor será a eficiência de recuperação do óleo, uma vez que, devido à sua maior mobilidade, o fluido injetado tenderá a “furar” o banco de óleo, criando caminhos preferenciais entre os poços injetores e produtores (Ahmed, 2006).

Devido aos efeitos de capilaridade, apenas uma parte do óleo pode ser deslocada. Essa fração é chamada de óleo deslocável ou óleo móvel (Ahmed, 2006), e é dada pela seguinte equação:

$$V_{DL} = V_p (S_o - S_{or}) \quad (1)$$

onde V_{DL} é o volume de óleo deslocável, V_p é o volume poroso, S_o é a saturação de óleo e S_{or} é a saturação de óleo residual.

Considerando a injeção de água (método convencional), ao volume de água que invade o meio poroso corresponde igual volume de óleo deslocado e por consequência produzido. Logo, o volume de óleo deslocado é:

$$V_{DCM} = V_{p_{invw}} (S_w - S_{wi}) \quad (2)$$

onde V_{DCM} é o volume de óleo deslocado pelo método convencional, $V_{p_{invw}}$ é o volume poroso invadido pela água, S_w é a saturação de água e S_{wi} é a saturação inicial de água.

Considerando o mesmo raciocínio para injeção de microemulsão (método recuperação avançada), ao volume de microemulsão que invade o meio poroso corresponde igual volume de água e óleo deslocados e por consequência produzidos. Logo, o volume de água deslocada é:

$$V_{WDEOR} = V_{p_{invmicro}} (S_w - S_{wi}) \quad (3)$$

onde V_{WDEOR} é o volume de água deslocada pelo método de recuperação avançada e $V_{p_{invmicro}}$ é o volume poroso invadido pela microemulsão.

E o volume de óleo deslocado é:

$$V_{ODEOR} = V_{p_{invmicro}} (S_o - S_{or}) \quad (4)$$

onde V_{ODEOR} é o volume de óleo deslocado pelo método de recuperação avançada.

Uma curva típica do padrão de recuperação de óleo através da injeção de água no reservatório é mostrada na Figura 1, relacionando o volume de óleo recuperado com o volume de água injetada. Note-se que o trecho linear significa que o volume de água injetada conseguiu deslocar o mesmo volume de óleo do reservatório. O ponto de inflexão da curva, transição da curva de comportamento linear para não-linear, é conhecido como “inflexão da curva” ou breakthrough. A partir deste ponto, o volume de água injetado não é proporcional ao volume de óleo produzido, ficando uma parcela retida no reservatório, e certa quantidade de água começa a ser produzida junto com o óleo.

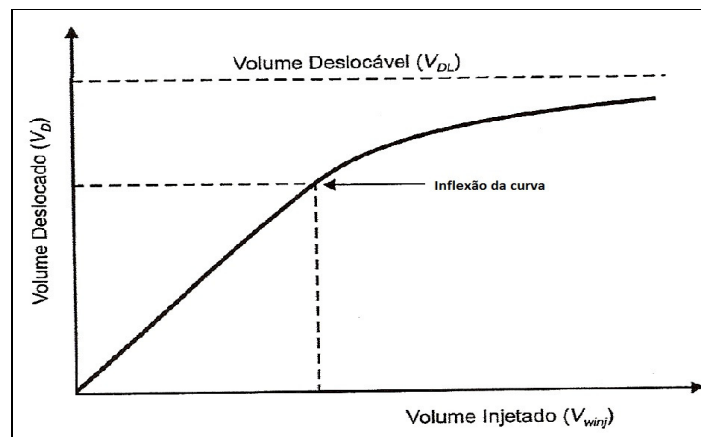


Figura 1. Curva de volume de óleo deslocado em função do volume de água injetado (Ahmed, 2006)

Metodologia

Reagentes

Os reagentes usados no prepare da microemulsão foram: tensoativo aniônico comercial (sabão) derivado de ácidos graxos; álcool isoamílico (Merck), como cotensoativo; óleo de pinho (fase

oleosa); e água destilada. A amostra de petróleo utilizada foi do Campo de Quiambina, gentilmente fornecida pelo Projeto Campo Escola da UFBA.

Microemulsão

A região de microemulsão foi determinada a partir de diagrama de fases. O diagrama foi determinado a temperatura ambiente (26 °C) usando sistema pseudoternário composto de água destilada, óleo vegetal e uma razão fixa de cotensoativo/tensoativo igual a 0,5.

As regiões do diagrama foram classificadas de acordo com Winsor (Friberg e Bothorel, 1987). Depois de obtido o diagrama de fases pseudoternário com a região de microemulsão, foi escolhido dentro da região um ponto para a determinação da composição necessária para a preparação da microemulsão. A microemulsão foi preparada em um agitador mecânico, onde todos os reagentes foram adicionados ao mesmo tempo e permaneceram em agitação por aproximadamente 30 minutos.

Ensaio de injeção

Os ensaios de injeção foram realizados em um sistema composto, basicamente, da injeção de fluidos em plugues de arenito da Formação Botucatu (Dantas et. al, 2010), conforme mostra a Figura 2. Os plugues foram isolados com resina e apresentaram as seguintes dimensões: 3,8 cm de diâmetro e 8,7 cm de comprimento. A salmoura utilizada é composta de solução de KCl a 2% em peso. Todos os plugues, antes de serem resinados, foram calcinados a 700 °C durante 12 horas, com o objetivo de retirar a umidade e aumentar a permeabilidade.

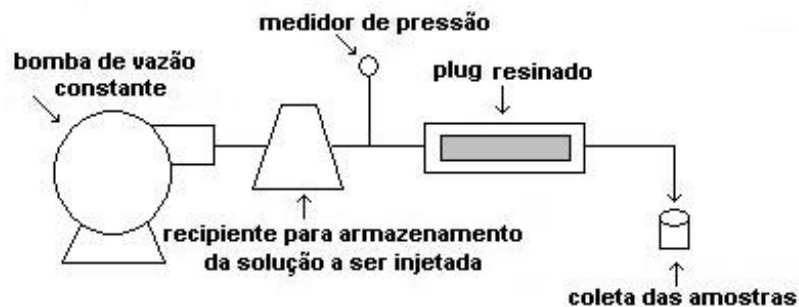


Figura 2. Sistema de injeção de fluidos.

Os ensaios de injeção seguiram as seguintes etapas:

- **1ª etapa:** Para determinar a permeabilidade absoluta e a porosidade do plugue, foi injetada salmoura (solução de KCl a 2% em peso), à vazão constante de 0,2 mL/min, através do plugue;
- **2ª etapa:** Com o plugue saturado com salmoura, foi injetado óleo, viscosidade 9 cP, à vazão constante de 0,2 mL/min;
- **3ª etapa:** Com o objetivo de determinar a razão de mobilidades, o volume de óleo deslocável (Equação 1) e o volume de óleo deslocado (Equação 2) pelo método convencional, após a saturação do testemunho, foi injetada salmoura novamente, à vazão constante de 0,2 mL/min. Os volumes de óleo e de água foram medidos em provetas graduadas;
- **4ª etapa:** Com o objetivo de determinar a razão de mobilidades, o volume de óleo deslocável (Equação 1), o volume de água deslocada (Equação 3) e o volume de óleo deslocado (Equação 4) pela recuperação avançada, microemulsão com 32 cP de viscosidade foi injetada à vazão constante de 0.2 mL/min. Foram coletadas amostras, que inicialmente apresentaram água e óleo. Depois o óleo passou

a ser produzido misturado (miscível) na microemulsão, sendo que esse volume de óleo não foi determinado. E por fim, foram coletadas amostras de microemulsão totalmente límpidas, sem vestígios de óleo. As amostras foram coletadas em provetas graduadas em determinados intervalos de tempo.

As permeabilidades dos plugues foram determinadas através da equação de Darcy, utilizada para fluxo de fluidos em meios porosos (Ahmed, 2006).

Resultados e Discussão

Diagrama de fases

O diagrama de fases pseudoternário foi construído para determinar a região de microemulsão, conforme mostra a Figura 3 (Dantas et al., 2006; Dantas Neto et al., 2008; Santanna et al., 2009). Nesta figura pode-se observar que as regiões de microemulsão (WIV e WIV viscosa) estão bem definidas.

No diagrama escolheu-se dentro da região de microemulsão (WIV viscosa) um ponto, cuja composição é a seguinte: tensoativo 15,3%, cotensoativo 7,7%, fase orgânica 18%, fase aquosa 59%.

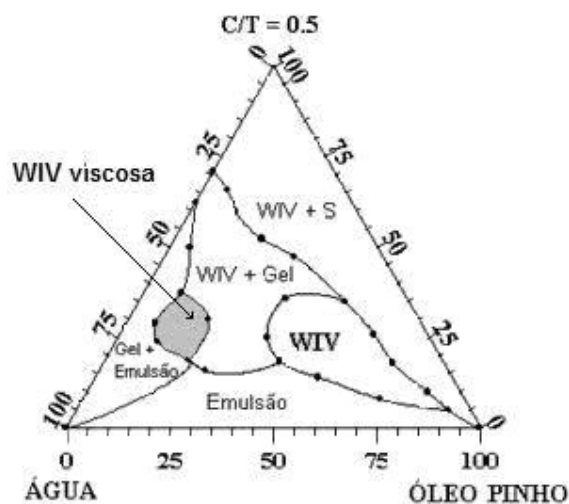


Figura 3. Sistema microemulsionado: água destilada, tensoativo comercial, óleo de pinho, álcool isoamílico, $C/T = 0,5$ (26°C) (Dantas et al., 2006).

Mobilidade dos fluidos

A média das principais propriedades do meio poroso (plugues) usado nos experimentos de injeção foi: 11,35% porosidade, $9,76\text{ cm}^3$ volume poroso e 2,59 mD de permeabilidade absoluta.

A partir das etapas de injeção dos fluidos tanto para o método convencional quanto para o método de recuperação avançada, determinaram-se as permeabilidades aos fluidos. Utilizando os valores das viscosidades dos fluidos, determinou-se a razão de mobilidades dos fluidos, conforme mostra a Figura 4.

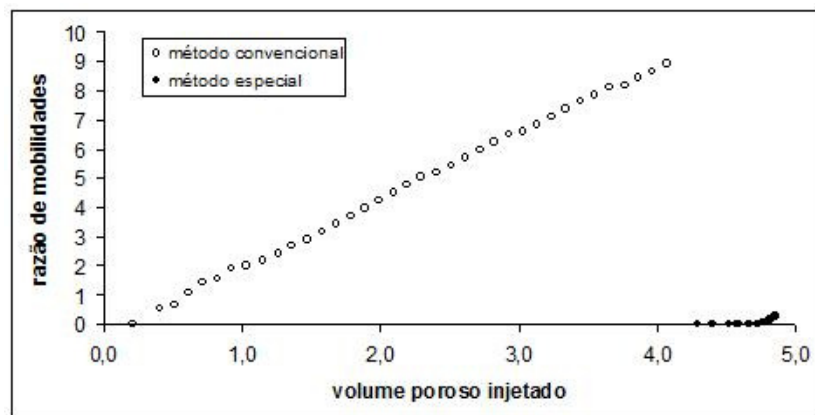


Figura 4. Razão de mobilidades dos fluidos injetados.

Analisando os resultados da Figura 4 observa-se que a água (método convencional de recuperação) possui uma razão de mobilidades muito maior do que a microemulsão (método de recuperação avançada). Sabe-se que, quanto maior for a razão de mobilidades, menor será a eficiência de recuperação do óleo, porque o fluido deslocante irá se deslocar no meio poroso com mais facilidade do que o óleo (fluido deslocado), ultrapassando (by-passed) o óleo, ou seja, o óleo deixa de ser produzido. Desta forma, a microemulsão por apresentar baixa razão de mobilidades ($M < 1$), faz com que o óleo se desloque com velocidade maior ou igual à microemulsão, ou seja, o óleo não tenderá a ser by-passed pela microemulsão e será produzido.

Analisando a Figura 5 que relaciona o volume de óleo recuperado com o volume de água injetada, observa-se o trecho linear que significa que o volume de água injetada conseguiu deslocar o mesmo volume de óleo do plugue. Já a partir de, aproximadamente, 12 mL de água injetada, que corresponde a pouco mais de um volume poroso injetado, observa-se o ponto de inflexão da curva, ou seja, a partir deste ponto, o volume de água injetada não é proporcional ao volume de óleo produzido, ficando uma parcela retida no plugue, e certa quantidade de água começa a ser produzida. O método convencional alcançou um volume máximo de óleo deslocado (recuperado) de aproximadamente 1,5 mL, bem distante do volume de óleo deslocável que é de 4 mL.

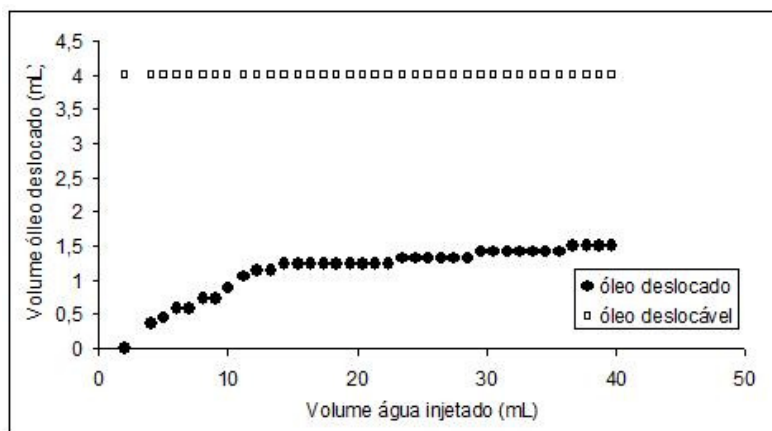


Figura 5. Volume de óleo deslocado em função do volume de água injetada pelo método de recuperação convencional.

Analisando a Figura 6 que relaciona o volume de óleo recuperado com o volume de microemulsão injetada, observa-se também o trecho linear que significa que o volume de microemulsão injetada conseguiu deslocar o mesmo volume de óleo e de água do plugue. O óleo e água são produzidos juntos porque o plugue está saturado com os mesmos, e como esses fluidos

apresentam viscosidade inferior à microemulsão, esta desloca os dois fluidos, sem by-passed, por apresentar menor razão de mobilidades (Figura 4). O deslocamento dos fluidos é favorecido também pela redução da tensão interfacial entre o óleo e a água no meio poroso causado pela microemulsão. Já a partir de, aproximadamente, 7,5 mL de microemulsão injetada, que corresponde a um valor menor que um volume poroso injetado, observa-se o ponto de inflexão da curva, ou seja, a partir deste ponto, o volume de microemulsão injetada não é proporcional ao volume de óleo produzido, ficando uma parcela retida no plugue, e certa quantidade de microemulsão começa a ser produzida, alcançando um volume máximo de óleo deslocado (recuperado) de aproximadamente 1,5 mL, valor bem próximo do volume de óleo deslocável que é de 2 mL. Observa-se também que o volume de água deslocada é superior ao volume de óleo. Isto porque a saturação de água no plugue é superior à saturação de óleo, pois se tem uma saturação inicial de água igual a 54,92% e de óleo de 24,59%.

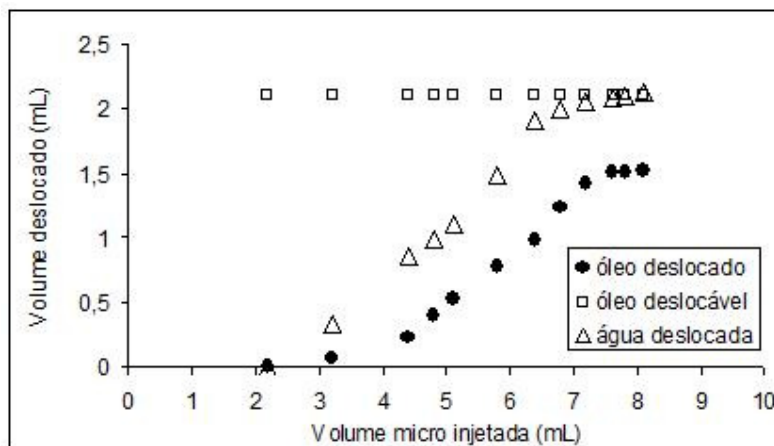


Figura 6. Volume de óleo e de água deslocados em função do volume de microemulsão injetada pelo método de recuperação avançada.

Conclusões

Neste trabalho verificou-se que na injeção de microemulsão como método de recuperação avançada, esta apresentou menor razão de mobilidades ($M < 1$), quando comparada com a injeção de água ($M > 1$) pelo método convencional. Logo, a microemulsão, por se deslocar com velocidade menor ou igual aos fluidos contidos no meio poroso (água e óleo), conseguiu deslocá-los com mais eficiência. O volume de óleo deslocado pela microemulsão foi de 1,5 mL, o que corresponde a 75% do óleo deslocável. Já com a injeção de água, o volume de óleo deslocado foi de 1,5 mL, correspondente a 37,5% do óleo deslocável. A eficiência da microemulsão na recuperação do óleo deve-se à sua maior viscosidade, quando comparada aos fluidos contidos no meio poroso, e à redução da tensão interfacial entre o óleo e a água no meio poroso.

Agradecimentos

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado da Bahia (FAPESB); a CAPES; ao Projeto Campo Escola da Universidade Federal da Bahia; ao Laboratório de Tecnologia dos Tensoativos da Universidade Federal do Rio Grande do Norte; ao Laboratório de Termodinâmica da Universidade Federal da Bahia.

Referências Bibliográficas

Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing, p. 1376, 2006.

Austad, T.; Strand, S. Chemical flooding of oil reservoir – 4. Effects of temperature and pressure on the middle phase solubilization parameters close to optimum flood conditions. *Colloids and Surfaces*, v.108, n. 2-3, p. 243-252, 1996.

Dantas Neto, A. A., Dantas, T. N. C., Moura, M. C. P. A., Barros Neto, E. L., Gurgel, A. Microemulsions as Potential Interfacial Chemical Systems applied in the Petroleum Industry, in: Monzer Fanum. (Ed.), *Microemulsions: Properties and Applications*, Boca Raton: CRC Press, USA, p. 411-449, 2008.

Dantas, T. N. C., Dantas Neto, A. A., Rossi, C. G. F. T., Gomes, D. A. A., Gurgel, A. Use of Microemulsion Systems in the Solubilization of Petroleum Heavy Fractions for the Prevention of Oil Sludge Waste Formation. *Energy Fuels*, v. 24, n. 4, p. 2312–2319, 2010.

Dantas, T. N. C., Santanna, V.C., Dantas Neto, A.A., Curbelo, F.D.S., Garnica, A.I.C. Methodology to break test for surfactant-based fracturing gel. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 50, p. 293-298, 2006.

Friberg, S. E., Bothorel, P. *Microemulsions: Structure and Dynamics*, Boca Raton: CRC Press, USA, 1987.

Glover, C. J., Puerto, M. C., Maerker, J. M., Sandvik, E. L. Surfactant phase behavior and retention in porous media. *SPE 7053*, p. 183-193, 1979.

Santanna, V. C., Curbelo, F. D. S., Castro Dantas, T. N., Dantas Neto, A. A., Albuquerque, H. S., Garnica, A. I. C. Microemulsion Flooding for Enhanced Oil Recovery, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 66, p. 117–120, 2009.

Shindy, A. M., Darwich, T. D., Sayyoub, M. H., Abdel-Aziz Osman. Development of an expert system for EOR method selection. *SPE 37708*, p. 291-298, 1997.

Wellington, S. L.; Richardson, E. A. Low surfactant concentration enhanced water flooding. *SPE 30748*, v. 2, p. 389-405, 1997.