

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



TÍTULO DO TRABALHO:

COMPARAÇÃO ENTRE PONTOS DE UM SISTEMA MICROEMULSIONADO UTILIZADO NA RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO

AUTORES:

¹TEIXEIRA, E. R. F.; ¹CASTRO DANTAS, T. N.; ²DANTAS NETO, A. A.; ¹ROSSI, C. G. F. T.;
²BARROS, A. T. Q. ¹SANTOS, Y. G.

INSTITUIÇÃO:

¹Departamento de Química, ²Departamento de Engenharia Química

Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Campus Universitário, 59072-970, Natal, RN.

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela 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

COMPARAÇÃO ENTRE PONTOS DE UM SISTEMA MICROEMULSIONADO UTILIZADO NA RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO

Abstract

This paper aims to study the utilization of a polymer solution, as well, a microemulsion system with and without the polymer presence on advanced oil recovery. From the obtaining of the microemulsion system it was possible to choose one point on microemulsion region that was: 40% of cosurfactant/surfactant (C/T), since, this point was characterized through surface tension and viscosity. This microemulsion point was added 2% of a polymer to verify the influence on recovery efficiency in a reservoir simulator. The polymer solution with had a 47,37% recovery of the *oil in place*.

Introdução

A dificuldade de exploração de petróleo decorrente da ineficiência dos métodos convencionais, leva ao desenvolvimento de novas técnicas para a recuperação de óleo em reservatórios (Albuquerque, 2008; Santanna, 2009). Dentre estas, pode-se citar o método de recuperação a partir da injeção de uma solução polimérica, solução de tensoativo, dentre outras. Os sistemas microemulsionados são de grande interesse devido as suas amplas potencialidades e aplicabilidades na indústria. O desenvolvimento de novas técnicas vem sendo estudado através desses sistemas para a recuperação de óleo em reservatórios (Albuquerque, 2008; Santanna, 2009). No entanto, sistemas microemulsionados têm a capacidade de diminuir as tensões interfaciais e superficiais entre gás/líquido, líquido/líquido ou líquido/sólido, são termodinamicamente estáveis, e se formam a partir de uma aparente solubilização espontânea de dois líquidos imiscíveis (água, óleo) na presença de um tensoativo e, se necessário, um cotensoativo (Castro Dantas et al., 2002; 2001a; 2001b; 2003; 2005; Chen et al. 2004). Este trabalho tem como objetivo estudar a eficiência de sistema microemulsionado com presença de polímero no deslocamento de óleo em plug de formação Botucatu.

Metodologia

Obtenção do sistema microemulsionado, determinação de algumas propriedades do arenito (plug) e caracterização física do sistema.

A forma utilizada para determinação das regiões de Winsor no diagrama pseudoternário, para vários sistemas estudados, fundamenta-se na determinação dos pontos de solubilidades máximas da matéria ativa (cotensoativo + tensoativo) nas fases aquosas (Fa) e oleosas (Fo), por meio de titulações mássicas Castro Dantas et al., 2002; 2001a; 2001b; 2003; 2005; Chen et al. 2004).

Após a obtenção do diagrama pseudoternário foi escolhido um ponto na região de microemulsão, onde foi adicionado 5% de um polímero e depois foram realizadas algumas caracterizações como: viscosidade e tensão superficial para se conhecer o comportamento prévio do sistema microemulsionado com polímero antes de utilizá-lo na recuperação especial.

Foi escolhido arenito de formação Botucatu provinda do estado do Paraná e em seguida cortado nas dimensões requeridas pelo equipamento de simulação de reservatório, com 38mm de diâmetro de 50mm de altura.

Após o corte do plug, este foi calcinado a uma temperatura de 700°C durante 6 horas, para retirada dos compostos orgânicos e de toda umidade presente dentro do plug.

Em seguida foi determinada a porosidade (ϕ) e volume poroso (V_p) do plug através do porosímetro (Figura 1).

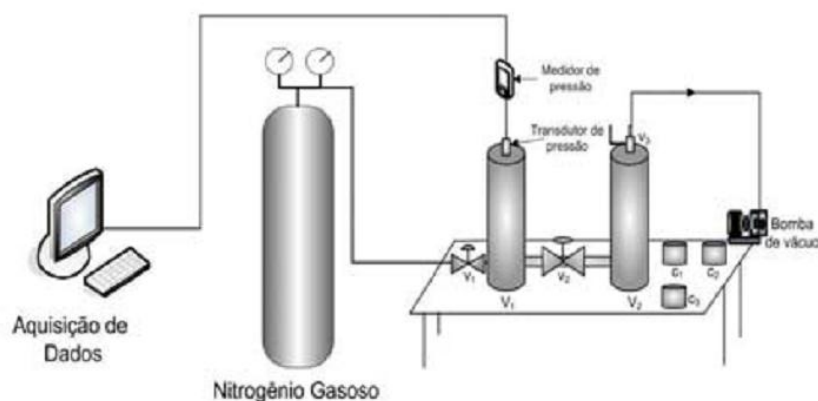


Figura 1. Sistema de análise da porosidade (Vale, 2009)

1) Verificar se V_1 encontra-se fechado e sem vazamentos; 2) Colocar o padrão C_1 dentro de V_2 e fechar este; 3) Ligar o medidor de pressão que está conectado ao transdutor de pressão e ao computador; 4) Verificar se a válvula V_1 está totalmente fechada e V_2 aberta; 5) Com V_3 aberta, realizar vácuo em V_1 e V_2 ; 6) Fechar V_2 e depois V_3 ; 7) Abrir V_1 até que o gás nitrogênio (gás inerte) ocupe o espaço de V_1 e alcance a pressão inicial estabelecida; 8) Fechar V_1 , abrir V_2 e aguardar que a pressão se estabilize. Anotar este valor de pressão; 9) Repetir o mesmo procedimento para os padrões C_2 e C_3 e também fazer associações de 2 e 3 cilindros ao mesmo tempo.

Após as medições das pressões foi obtida uma curva de calibração, onde através desta, se obtém uma equação que é utilizada para determinar a porosidade do plug. Como o volume poroso (V_p) está relacionado com a porosidade, tem-se (equação 1):

$$V_p = \phi * V_s \quad \text{Equação 1}$$

onde, V_s é o volume do sólido de cada plug.

Preparação do equipamento e etapas de saturação

Em seguida, após a preparação do plug, o simulador foi ligado para calibração dos transdutores e depois se iniciou o aquecimento até uma temperatura de 60 °C para poder inserir o plug dentro do roudier (Figura 2). Foi aplicada uma pressão de confinamento de 1000 psi e por fim, iniciado o procedimento de saturação.

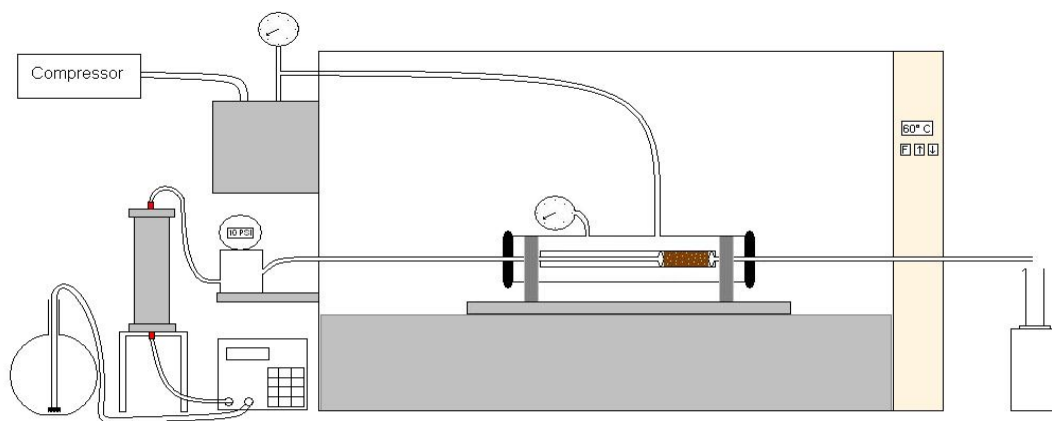


Figura 2. Simulador de reservatório

No procedimento de saturação do plug, é de extrema importância garantir a máxima eficiência de ocorrência do procedimento, de forma que todo o fluido injetado percole por todo plug simulando assim um reservatório. É injetado na faixa de 12 Vp para se garantir esta eficiência.

A primeira etapa se dá pela saturação com uma solução de 2% de KCl e a segunda etapa se dá pela saturação com uma solução de petróleo + 5% de xileno.

Etapa de recuperação

Depois de terminada a etapa de saturação, se inicia a etapa de recuperação. Iniciaremos com a recuperação convencional que se dá pelo deslocamento do petróleo pelo fluido deslocante que neste caso é a solução de 2% de KCl simulando assim a água de formação. Em seguida é iniciada a etapa de recuperação especial, onde foi empregada a solubilização de um polímero em uma solução microemulsionada.

Através da equação 2, calcula-se a eficiência de deslocamento do sistema e a quantidade de óleo recuperado.

$$E_D = V_{OIP} - V_{DO} \quad \text{Equação 2}$$

onde E_D é a eficiência de deslocamento, V_{OIP} é o volume de óleo original ou *in place* e V_{DO} é o volume deslocado de óleo.

Resultados e Discussão

Obtenção do diagrama

O diagrama pseudoternário continha os seguintes constituintes: tensoativo não-iônico (T), como co-tensoativo uma mistura de álcool isoamílico e ácido p-tolueno sulfonato de sódio (C), querosene como fase orgânica (Fo) e água destilada como fase água (Fa). Este diagrama apresentou regiões de Winsor I e Winsor IV como mostra a figura 3.

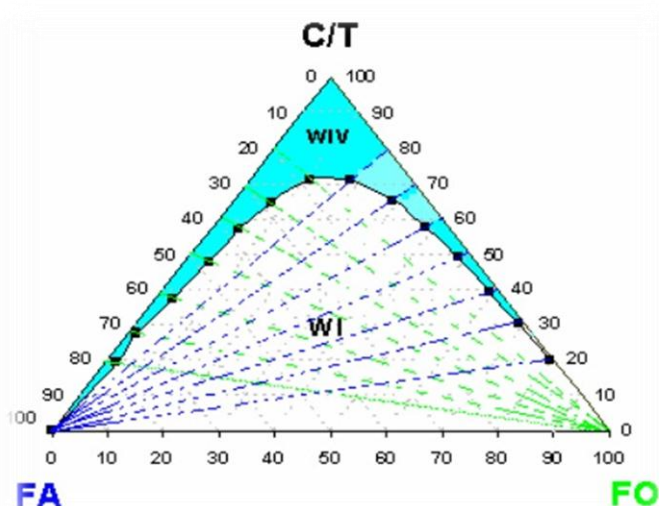


Figura 3. Diagrama Pseudoternário (Vale, 2009)

Analisando a figura 3, observa-se que mesmo apresentando uma pequena região de Winsor IV (região de microemulsão), esta é rica em água. A partir deste diagrama foi escolhido um ponto dentro da região de microemulsão, que apresenta a seguinte composição (A) 40% de C/T, 58% Fa e 2% Fo e para aumentar a viscosidade do sistema microemulsionado foi adicionado 2% em massa de polímero.

Porosidade

Antes de determinar a quantidade de óleo *in place* do plug, precisa-se determinar algumas propriedades da rocha como o volume poroso e a porosidade. Para a amostra A esses valores estão na Tabela 1 a seguir.

Tabela 1. Valoo de porosidade e volume poroso do plug

Amostra	Porosidade (ϕ)	Volume poroso
A	30,46	22,64

Caracterização físico-química

Foram realizadas algumas caracterizações físico-químicas como tensão superficial (método do anel) e viscosidade do sistema microemulsionado com polímero, sistema microemulsionado sem polímero e na solução de polímero.

Na tabela a seguir são apresentados os dados de tensão superficial e viscosidade absoluta do ponto do sistema utilizado, antes de ser injetado. Observou-se que a tensão superficial do sistema com polímero apresentou um maior valor comparado com o sistema sem polímero. Isso se deve a presença do polímero que interage com as moléculas do tensoativo tornando-as com menor capacidade de adsorverem na interfase. Com relação a viscosidade, este mesmo sistema com polímero apresentou um menor valor comparado com o sistema sem polímero, o que subtede-se que o sistema e polímero estão interagindo entre si tornando menos dispersa as moléculas do polímero em solução e dificultando a sua interação com as próprias moléculas de polímero, o que faria apresentar um aumento na viscosidade.

Tabela 2. Valores da tensão superficial e viscosidade absoluta

Nomes dos pontos	Tensão (mN/m)	Viscosidade Absoluta (Cp)
Sistema microemulsionado sem polímero	$26,29 \pm 0,0034$	0,0120471
Sistema microemulsionado com polímero	$26,91 \pm 0,00421$	0,0113754
Solução com 2% de polímero	$49,28 \pm 0,06712$	0,0023226

Nas figuras 4 e 5 são mostrados os dados de viscosidade aparente para o sistema em estudo. Analisando estas figuras pode-se observar que embora ambos apresentem comportamento não-Newtoniano pseudoplásticos (CASTRO DANTAS *et all* , 2003), o sistema com polímero apresentou uma maior estabilidade da sua viscosidade aparente conforme o aumento da taxa de cisalhamento do que o sistema sem polímero.

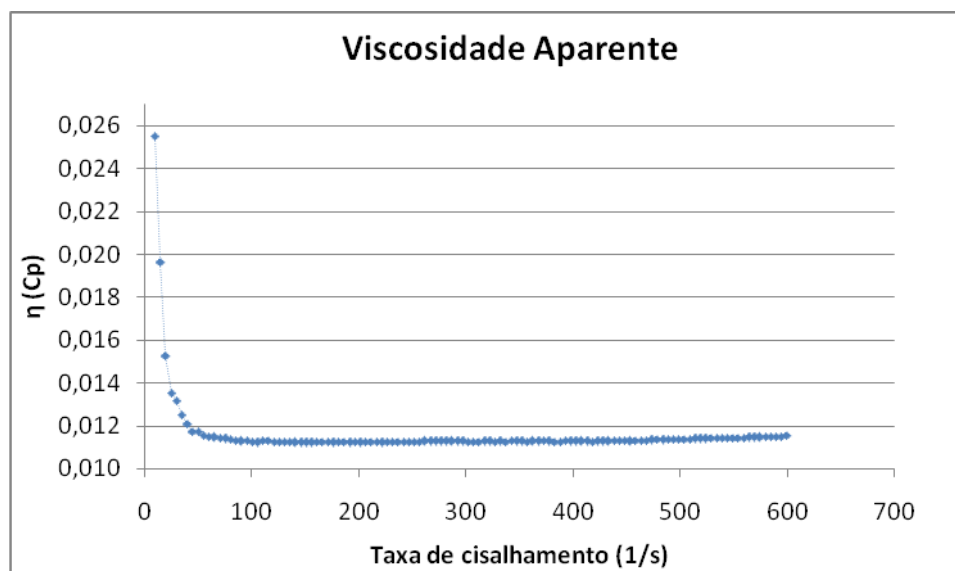


Figura 4: Viscosidade aparente para a o sistema microemulsionado (40 % C/T, 48 % Fa e 2 % Fo) com polímero.

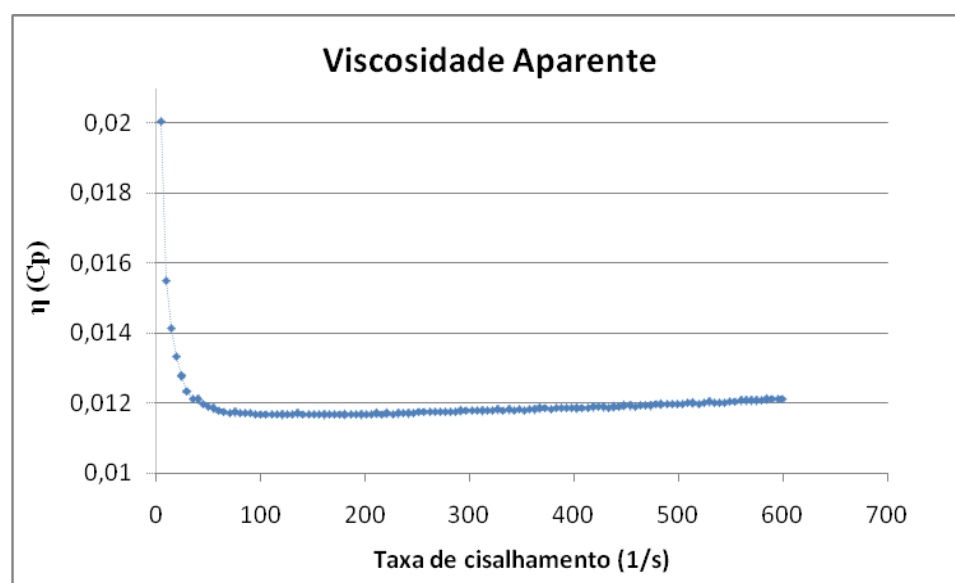


Figura 5: Viscosidade aparente para a o sistema microemulsionado (40 % C/T, 48 % Fa e 2 % Fo) sem polímero.

Etapas de recuperação

Na etapa de recuperação, o experimento foi realizado a uma pressão de confinamento constante de 1000 psi e a uma temperatura de 60°C. Esta pressão é exercida perpendicular no plug evitando a formação dos caminhos preferenciais. A rocha utilizada foi a de formação Botucatu com o diâmetro, tamanho e porosidade pré-determinada. A primeira etapa de recuperação foi iniciada com a injeção da solução de KCl 2% como água de formação, em seguida, foi iniciada a etapa de recuperação especial utilizando uma solução de polímero 2 % solubilizada na microemulsão (40 % C/T, 48 % Fa e 2 % Fo) denominado sistema 1. A tabela 3 apresenta os dados de eficiência de deslocamento deste sistema com e sem polímero.

Tabela 3: Dados de eficiência de recuperação para o sistema 1.

Sistemas 1	Com polímero	Sem polímero (Vale,2009)
E _{Dconvencional}	41,41 %	61,43 %
E _{D-especial}	47,37 %	34,81 %
E _{D-total}	92,19 %	74,86 %

O sistema 1 com polímero apresentou uma eficiência de deslocamento convencional de 41,41%, eficiência de deslocamento especial de 47,37% e eficiência de deslocamento total de 92,19% de óleo. Comparando os valores obtidos do sistema 1 com o sistema de Vale, 2009 (Tabela 3), observa-se que a eficiência de deslocamento especial apresentou um melhor resultado comprovando a eficácia deste sistema.

Conclusões

De acordo com os resultados obtidos, observou-se que o polímero solubilizado em um sistema microemulsionado foi bastante eficiente em relação ao sistema sem polímero. Este fato se deve, ao aumento da parte hidrofóbica no sistema melhorando a afinidade ao petróleo e consequentemente elevando o percentual de deslocamento pelo método especial.

Agradecimentos

UFRN, CAPES e LTT

Referências Bibliográficas

Albuquerque, H. S. Obtenção e Aplicação de Sistemas Microemulsionados na Recuperação Avançada de Petróleo. 120p. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal: DQ/PPGQ, 2008.

Chen, H., Chang, X.; Weng, T., Zhao, X., Gao, Z., Yang, Y., Xu, H., Yang, X. (2004) A study of microemulsion systems for transdermal delivery of triptolide. *Journal of Controlled Release*, 98, p. 427-436.

Dantas, T. N. C., Ferreira Moura, E., Scatena Jr., H., Dantas Neto, A. A., Gurgel, A. (2002a) Micellization and adsorption thermodynamics of novel ionic surfactants at fluid interfaces. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 207, p. 243-252.

Dantas, T. N. C., Silva, A. C., Dantas Neto, A. A. (2001a) New microemulsion systems using diesel and vegetable oils. *Fuel*, 80, p. 75-81.

Dantas, T. N. C., Dantas Neto, A. A., Moura, M. C. P. A. (2001b) Removal of chromium from aqueous solutions by diatomite treated with microemulsion. *Water Research*, 35, p. 2219-2224.

Dantas Neto, A. A., Dantas, T. N. C., Moura, M. C. P. A., Barros Neto, E. L., Duarte, L. J. N. (2003) Study of Microemulsions Systems Applied to Mineral Flotation. *Industrial & Engineering Chemical Research*, 42, p. 1994-1997.

T.N.C. Dantas, V.C. Santanna, A.A.D. Neto, M.C.P.A. Moura and J.L.C. Fonseca, Ethyl and isoamyl alcohols as cosurfactants in gel systems, *Ind. Eng. Chem. E Res.* **42** (2003), pp. 5809–5812.)

Oliveira, A. G., Scarpa, M. V., Correa, M. A., Cera, L. F. R., Formariz, T. P. (2004) Microemulsões: Estrutura e aplicações como sistema de liberação de fármacos. *Química Nova*, 27, p. 131-138.

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

Santana, V. C. Obtenção e estudo das propriedades de um novo fluido de fraturamento hidráulico biocompatível. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Programa de Recursos Humanos da ANP em Engenharia de Processos em Plantas de Petróleo e Gás Natural – PRH14, 2003.

Vale, T. Y. Desenvolvimento de tensoativos e sistemas microemulsionados para a recuperação de petróleo. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Programa de Recursos Humanos da ANP em Engenharia de Processos em Plantas de Petróleo e Gás Natural – PRH14, 2009.