

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDO COMPARATIVO DO ESCOAMENTO DE FLUIDOS EM MEIO POROSO NA RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA E TERCIÁRIA DE PETRÓLEO

AUTORES:

*V. C. Santanna¹; A. C. M. Silva²; F. D. S. Curbelo¹; A. I. C. Garnica¹; Lopes, H. M.³; Sampaio Neto, F. A.²

INSTITUIÇÃO:

1 – Departamento de Tecnologia Química e de Alimentos – Universidade Federal da Paraíba – Cidade Universitária – Campus I – João Pessoa – PB – Brasil – Email: vanessa@ct.ufpb.br

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

3 – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química – Universidade Federal da Bahia – Rua Aristides Novis, 2, Federação, Salvador – BA – Brasil

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela a Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. 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 5ºPDPETRO.

ESTUDO COMPARATIVO DO ESCOAMENTO DE FLUIDOS EM MEIO POROSO NA RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA E TERCIÁRIA DE PETRÓLEO

Abstract

Among the various information to be obtained about an oil accumulation after its discovery, the amount of oil that can be extracted of the reservoir and time in which production occurs are the most important. Knowledge of laws that are designed to describe the flow behavior of the reservoir fluids is essential to obtain this information. The movement of fluids into porous medium receives the name of the fluids flow in porous media. The study of the fluids flow in porous media has a central point of the diffusivity equation and the solutions for reservoir with different situations. In this work, injection assays have been carried out with fluids: microemulsion-based commercial anionic surfactant, oil of Quiambina Field (mature field in Bahia) and brine (2% KCl). The experiments basically consisted on the injection of fluids into cylindrical plug samples from the Botucatu Formation. During microemulsion and brine floodings, samples were collected as a function of time and the volume of oil recovered was determined, and the pressure differential applied. The results showed higher values of pressure during the microemulsion flow (recovery tertiary method) into porous medium when compared to the brine flow (recovery secondary method). That due to higher viscosity of the microemulsion, finding thus more resistance to flow.

Introdução

A equação da Difusividade relaciona o comportamento da pressão no interior do reservatório com o tempo e é função da porosidade da rocha, viscosidade do fluido, compressibilidade total do sistema e da permeabilidade relativa ao fluido em consideração. A equação da *difusividade hidráulica*, como é utilizada na engenharia de reservatórios, é obtida a partir da associação de três equações básicas: a equação da *continuidade*, que é uma equação da conservação da massa, a *lei de Darcy*, que é uma equação de transporte de massa, e uma equação de estado que tanto pode ser uma *lei dos gases* como a equação da *compressibilidade* para o caso dos líquidos (Rosa, 2006; Ahmed, 2006).

A equação da difusividade hidráulica é representada pela equação:

$$\frac{1}{\eta} \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \quad (1)$$

onde η é a constante de difusividade hidráulica, representada por:

$$\eta = \frac{K}{\phi \mu c_i} \quad (2)$$

onde: K é a permeabilidade absoluta, ϕ é a porosidade, μ é a viscosidade e c_t é a compressibilidade total.

As equações deduzidas admitem somente um fluido saturando o meio poroso. Na prática, sabe-se que há sempre a presença de pelo menos mais de um fluido (água) no meio poroso. No caso de um meio poroso saturado com água e óleo, em que o óleo esteja fluindo (fluxo monofásico), a teoria apresentada continua válida desde que a compressibilidade total seja calculada por:

$$c_t = c_o S_o + c_w S_w + c_f \quad (3)$$

onde: c_o é a compressibilidade do óleo, S_o é a saturação de óleo, c_w é a compressibilidade da água, S_w é a saturação de água e c_f é a compressibilidade da formação.

Nesse último caso, a permeabilidade absoluta é substituída pela permeabilidade efetiva ao óleo (K_o).

Uma das formas utilizada para a solução da equação da difusividade (Eq. 1) considera o fluxo linear, ou seja, há apenas uma direção de fluxo, a direção x . Logo, os termos referentes às direções y e z são iguais a zero e a equação da difusividade reduz-se a:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu c_t}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (4)$$

Considerando ainda o regime de fluxo permanente, descrevendo um movimento de fluido em um meio poroso linear limitado, com uma alimentação externa a vazão constante e uma produção também constante. Nesse regime de fluxo, assim como a vazão, a pressão não varia com o tempo. Dessa forma, a equação da difusividade (Eq. 4) tem o seu lado direito igual a zero. Logo:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = 0 \quad (5)$$

e aplicando as condições de contorno, resulta na equação:

$$P(x) = P_w + \frac{P_e - P_w}{L} x \quad (6)$$

onde: P_w é a pressão de fluxo no fundo do poço, P_e é a pressão no limite externo do meio poroso, L é o comprimento do meio poroso e x é a distância para a leitura da pressão.

Logo, a Equação 6 fornece a pressão no meio poroso em determinada distância x .

Este trabalho visa comparar o escoamento de fluidos durante a injeção pelos métodos secundário e terciário, através da aplicação da equação da difusividade hidráulica.

Metodologia

Reagentes

Os reagentes utilizados para preparar a microemulsão foram: tensoativo aniônico comercial (sabão) derivado de ácidos graxos (20 – 30% em peso de óleo vegetal e 70 – 80% em peso de óleo animal); álcool iso-amílico ($C_5H_{11}OH$ - Merck); óleo de pinho (fase orgânica – usada sem purificação prévia) e água destilada. O óleo (petróleo) utilizado foi obtido do Campo de Quiambina (campo maduro na Bahia) e a solução utilizada na injeção pelo método convencional foi salmoura na concentração de 2% de KCl.

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), onde a fase oleosa foi misturada com a fase cotensoativo/tensoativo e a mistura foi titulada com água até o aparecimento das regiões de Winsor. Foi medido o volume de água para a obtenção de cada região. O diagrama pseudoternário foi construído plotando-se os pontos com as quantidades de água, óleo e razão cotensoativo/tensoativo usadas no experimento.

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 de fluidos

Os ensaios de injeção foram realizados em um sistema composto, basicamente, da injeção de fluidos em testemunhos de arenito da Formação Botucatu, conforme mostra a Figura 1.

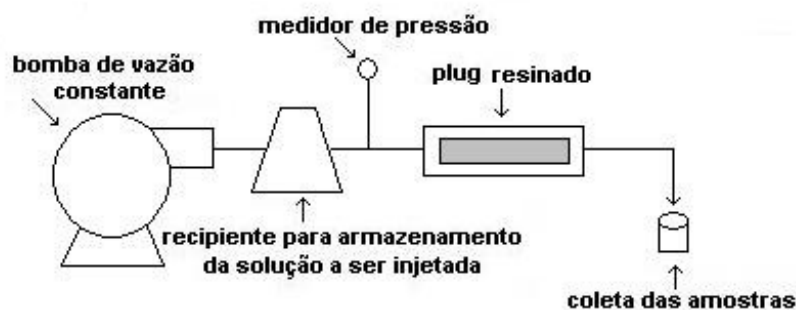


Figura 1 – Sistema de injeção de fluidos.

Os testemunhos (plugs) 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 testemunhos, antes de serem resinados, foram calcinados a 700 °C durante 12 horas, com o objetivo de retirar a umidade e aumentar a permeabilidade.

Os ensaios de injeção seguiram as seguintes etapas (Santanna et al, 2009):

- **1ª Etapa:** Para determinar a permeabilidade absoluta e a porosidade do testemunho, foi injetada salmoura (solução de KCl a 2% em peso), à vazão constante de 0,2 mL/min, através do testemunho;
- **2ª Etapa:** Com o testemunho saturado com salmoura, foi injetado óleo, viscosidade 9 cP, à vazão constante de 0,2 mL/min;
- **3ª Etapa:** Com o objetivo de determinar as pressões ao longo do meio poroso pelo método convencional, foi injetado salmoura novamente, à vazão constante de 0,2 mL/min. Foram medidas as pressões na entrada do plug (P_e) ao longo do tempo. A pressão na saída do plug (P_w) é a pressão atmosférica;
- **4ª Etapa:** Com o objetivo de determinar as pressões ao longo do meio poroso, pelo método terciário, foi injetado microemulsão no testemunho, viscosidade 32 cP, à vazão constante de 0,2 mL/min. Foram coletadas amostras, que inicialmente apresentaram óleo, até que estas se apresentassem límpidas. Foram medidas as pressões na entrada do plug (P_e) ao longo do tempo. A pressão na saída do plug (P_w) é a pressão atmosférica.

A permeabilidade dos testemunhos foi determinada através da equação de Darcy, utilizada para fluxo de fluidos em meios porosos (Ahmed, 2006).

Escoamento de fluidos

Para a determinação das pressões ao longo do meio poroso utilizando os dois métodos de recuperação, secundário e terciário, foram realizadas duas etapas, aplicando-se balanço volumétrico:

- A primeira etapa, corresponde ao método secundário de recuperação, é obtida pela injeção da salmoura no plug, mostrado na 3ª etapa do ensaio de injeção. Nesta etapa é lida a pressão na entrada do plug (P_e) no início e no término do experimento de injeção. A pressão na saída do plug (P_w) é a pressão atmosférica. Utilizando a Equação 6, determina-se a pressão ao longo do plug;
- A segunda etapa, corresponde ao método terciário de recuperação, é obtida pela injeção da microemulsão no plug, mostrado na 4ª etapa do ensaio de injeção. Nesta etapa é lida a pressão na entrada do plug (P_e) no início e no término do experimento de injeção. A pressão na saída do plug (P_w) é a pressão atmosférica. Utilizando a Equação 6, determina-se a pressão ao longo do plug.

Resultados e Discussão

Diagrama de fases

O diagrama de fases pseudoternário foi construído para determinar a região de microemulsão, conforme mostra a Figura 2. Nesta figura pode-se observar que a região de microemulsão (WIV) está bem definida.

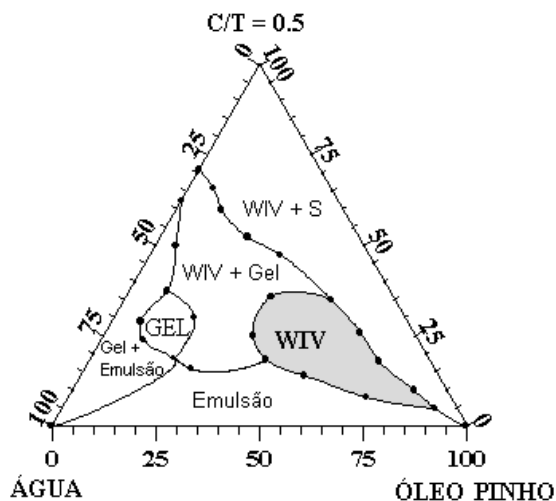


Figura 2 – Sistema microemulsionado: água destilada, tensoativo comercial, óleo de pinho, álcool iso-âmlico, $C/T = 0,5$ (26°C).

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

Escoamento de fluidos

A Tabela 1 mostra as propriedades do meio poroso (plug) utilizado nos experimentos de injeção.

Tabela 1 – Propriedades do plug.

Plug	
Porosidade (%)	11,35
Volume poroso (cm^3)	9,76
Permeabilidade absoluta (mD)	2,59

A Figura 3 mostra as pressões lidas na entrada do plug, denominadas de P_e , ou seja, pressões no limite externo do meio poroso, na distância $x = 8,7$ cm. As pressões foram lidas em função do tempo. A figura mostra que pelo método secundário, injeção da salmoura, 3ª etapa do processo, cuja saturação inicial de óleo é de 65,6% e a $P_e = 9,5 \text{ Kgf/cm}^2$. Com o passar do tempo ocorre queda de pressão, visto que o fluido encontra menor resistência ao fluxo à medida que a saturação de óleo diminui. No final da injeção da salmoura a $P_e = 8 \text{ Kgf/cm}^2$ e a saturação de óleo é de 59%. Já pelo método terciário, injeção da microemulsão, 4ª etapa do processo, cuja saturação inicial de óleo é de 59% e a $P_e = 20 \text{ Kgf/cm}^2$. Com o passar do tempo, como ocorreu com o método secundário, também ocorre queda de pressão. No final da injeção da microemulsão a $P_e = 15,5 \text{ Kgf/cm}^2$ e a saturação de óleo é de 32,4%. Observa-se também na Figura 3 que as P_e são maiores no método terciário. Isso porque a viscosidade da microemulsão (32 cP) é superior a da salmoura (1 cP) encontrando assim maior resistência ao escoamento.

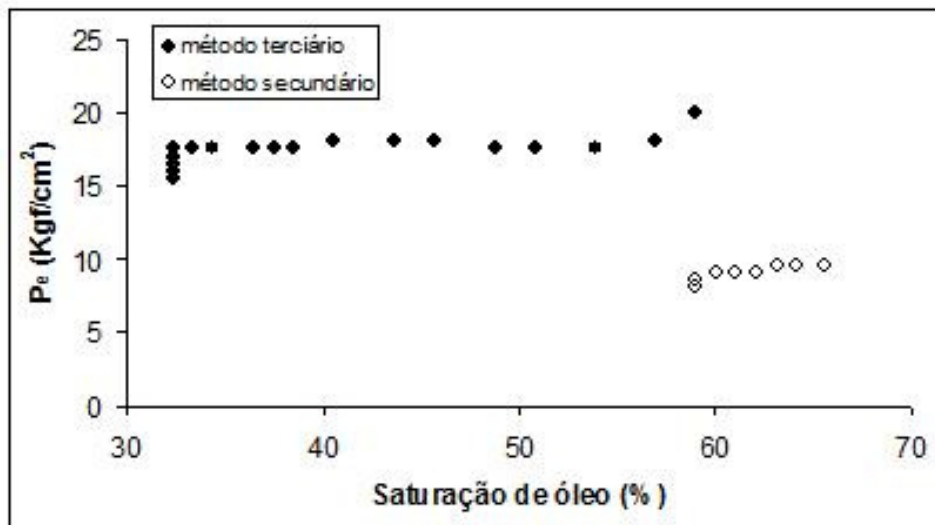


Figura 3 – Pressão no limite externo do meio poroso versus saturação de óleo pelos métodos secundário e terciário.

A Figura 4 mostra as pressões calculadas ao longo do meio poroso durante os experimentos de injeção pelos métodos secundário e terciário. As pressões – $P(x)$ – foram calculadas utilizando a Equação 6, sendo $L = 8,7$ cm, $P_w = 1,033227$ Kgf/cm² e x variando de 0 a 8,7 cm. A figura mostra a queda de pressão ao longo do escoamento dos fluidos no meio poroso, denominada de $P(x)$. As pressões são maiores no limite externo do meio poroso ($x = 8,7$ cm), diminuindo ao longo do meio poroso até a saída deste ($x = 0$ cm). Observa-se também que a equação utilizada representa bem o comportamento das pressões e dos fluidos no meio poroso, ou seja, as pressões tendem à redução uma vez que o meio poroso (plug) está em contato com a pressão atmosférica, consequentemente os fluidos passam a escoar devido ao gradiente de pressão.

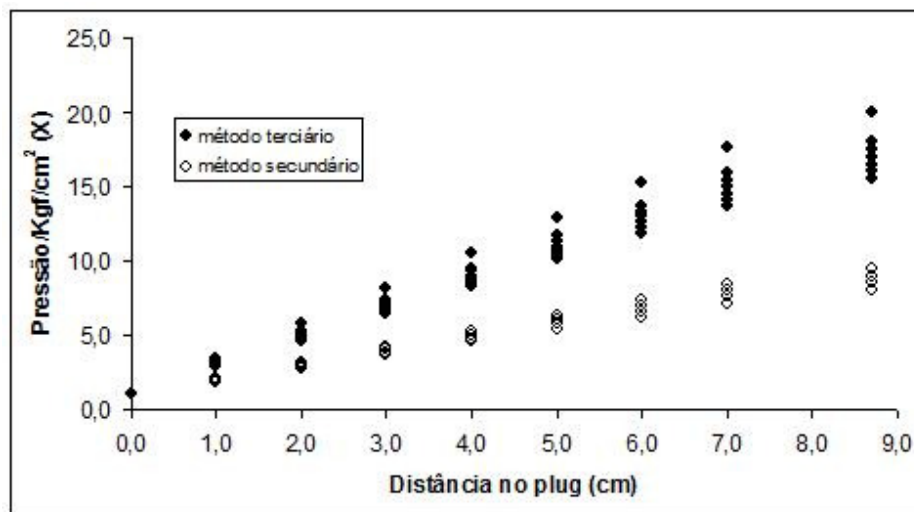


Figura 4 – Pressão ao longo do meio poroso – $P(x)$ – versus distância no plug calculadas durante injeção de fluidos pelos métodos secundário e terciário.

Conclusões

Considerando que o objetivo principal deste trabalho é comparar o escoamento de fluidos durante a injeção pelos métodos secundário e terciário através da aplicação da equação da difusividade hidráulica, a partir dos resultados obtidos pode-se concluir que tanto pela injeção da salmoura (método secundário), quanto pela injeção da microemulsão (método terciário), no limite externo do plug ($x = 8,7$ cm), com o passar do tempo ocorre queda de pressão. Isto porque os fluidos encontram menor resistência ao fluxo à medida que a saturação de óleo no meio poroso diminui. Observou-se também que as P_c são maiores no método terciário porque a viscosidade da microemulsão (32 cP) é superior a da salmoura (1 cP), encontrando assim maior resistência ao escoamento. Concluiu-se também que a equação da difusividade hidráulica utilizada representou bem o comportamento das pressões e dos fluidos no meio poroso.

Agradecimentos

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado da Bahia – FAPESB.

Referências Bibliográficas

- Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing, 1376 pp, 2006.
- Friberg, S. E., Bothorel, P. Microemulsions: Structure and Dynamics. CRC Press, Boca Raton, 219 pp, 1987.
- Rosa, A. J. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Ed. Interciência, RJ, 2006.
- 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 & Engineering, 2009.