

ESTUDO DA PERMEABILIDADE DE SOLUÇÕES DE POLIACRILAMIDAS EM MEIO POROSO

CARVALHO SANTOS, J. S.¹; OLIVEIRA, M. C. A.²; DUARTE, T. M. S.²; DUARTE, M. M. L.¹; BARROS NETO, E. L.¹.

¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química

²Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia Química

E-mail para contato: *dlucarvalho@yahoo.com.br*

RESUMO - A permeabilidade é uma propriedade física das rochas que pode ser influenciada pelas características químicas e geológicas dos fluidos injetados. Sabe-se que a microporosidade tem os seus efeitos sobre a porosidade e a permeabilidade de correlação. Os reservatórios carbonáticos são afetados pelas propriedades elásticas da rocha, que reduzem a pressão e a velocidade sônica dos reservatórios, conseqüentemente influenciando na recuperação final de hidrocarbonetos. O objetivo do trabalho foi avaliar a permeabilidade dos polímeros a base de poliacrilamidas em amostras de arenito Botucatu, com intuito de observar a viabilidade na recuperação avançada de petróleo. A partir dos resultados obtidos, observou-se que os polímeros aniônicos apresentaram pressões mais elevadas em comparação ao polímero não iônico pós-hidrolisado, e acredita-se que esse comportamento esteja relacionado às viscosidades destes polímeros, que são mais acentuadas. Com isso, verifica-se que os polímeros aniônicos são mais viáveis para o processo de deslocamento de óleo em meio poroso.

1. INTRODUÇÃO

A porosidade e a permeabilidade são de fundamental importância na caracterização de um reservatório e na determinação de padrões de fluxo, com o intuito de otimizar a produção de petróleo. Na permeabilidade, há influências químicas, geológicas e dos fluidos injetados, e a partir disto, pode-se observar a variação das pressões no decorrer dos processos.

De acordo com Rahman e Pierson (2011), a microporosidade tem os seus efeitos sobre a porosidade e a permeabilidade de correlação. Os reservatórios carbonáticos são afetados pelas propriedades elásticas da rocha, reduzindo a pressão e a velocidade sônica dos reservatórios, e conseqüentemente influenciando na recuperação final de hidrocarbonetos. Por outro lado, a característica fractal da rocha pode provocar variações na permeabilidade, e durante o processo de carregamento, a porosidade da rocha sofre diminuições, acarretando na queda da permeabilidade e do coeficiente fractal (Zhaowanchum, *et al.* 2010). Outros autores observaram que o comportamento tensão – deformação em fraturas é um fator chave que rege

a permeabilidade, com isso, examinaram as variações de permeabilidade induzidas através da abertura de um poço inclinado com formação naturalmente fraturada, comprovando que as mudanças de tensão e orientações das fraturas naturais influenciaram no processo (Zang, *et al.* 2007).

Por outro lado, há estudos por meio de redes neurais, mostrando que a porosidade é bastante linear ao som e às leituras de densidades, enquanto as transformações de permeabilidade comuns indicam relações não lineares entre a permeabilidade e as mesmas medidas físicas. Sabe-se que existe uma dependência adicional sobre a textura da rocha, a forma dos poros e a sua distribuição, juntamente com o teor de argila, tornando-a mais complicada do que para a porosidade (Helle et al, 2001). Da mesma forma, pesquisadores como Nie et al (2012), mostraram em seus resultados numéricos das simulações, que há diferenças óbvias entre permeabilidade dupla e modelos de permeabilidade individuais. Com isso, observaram que o comportamento de fluxo da permeabilidade em relação a pressão adimensional da modelagem de permeabilidade dupla é menor que a da modelagem de permeabilidade única. Isso indica que o fluxo de permeabilidade dupla acelera o aumento de energia durante a produção, porque esta considera o fornecimento de fluidos direto da matriz para poço.

A permeabilidade de uma rocha pode ser definida como a capacidade de a mesma permitir o fluxo do fluido através dos seus poros. Algumas rochas são formadas por sedimentos argilosos, possuindo valores muito baixos de permeabilidade. Os arenitos e calcários, por sua vez, possuem valores muito altos de permeabilidade, sendo responsáveis pela formação dos principais reservatórios de petróleo (Miranda, 2004). Na existência de mais de um fluido, a facilidade com que cada um se move é chamada permeabilidade efetiva. Por exemplo, se em um meio poroso estão fluindo água e óleo, tem-se permeabilidade efetiva da água e do óleo (Thomas, 2001).

Este trabalho tem como objetivo avaliar a permeabilidade dos polímeros a base de poliacrilamidas em rochas Botucatu, observando os respectivos comportamentos sob o efeito da pressão no meio poroso, de modo a analisar a sua possível aplicação em processos de recuperação avançada de petróleo.

2. METODOLOGIA EXPERIMENTAL

Na realização dos testes de permeabilidade em meio poroso, a princípio é feita a padronização das rochas reservatório, do tipo arenito Botucatu. Após isso, realiza-se a saturação com água salina, seguida do polímero e por fim, novamente injeção de água salina.

2.1. Padronização da rocha reservatório

As rochas-reservatório são padronizadas através de cortes na rocha bruta com uma serra copo diamantada, e os cilindros são posteriormente cortados por uma máquina serra no tamanho desejado. Como esses arenitos são bastante porosos, há a presença de impurezas, sendo necessário calciná-las a altas temperaturas. A calcinação da rocha foi realizada utilizando-se um forno mufla. Também, foi determinada a porosidade de cada amostra de

rocha pela Equação 5.1, que representa o volume de um cilindro, e pela Equação 5.2, de porosidade.

$$V_{cilindro} = r^2 * \pi * L \quad (5.1)$$

onde $V_{cilindro}$ é o volume do cilindro, r o raio do cilindro e L a sua altura.

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} \quad (5.2)$$

sendo ϕ a porosidade, V_v o volume de vazios e V_t o volume total. O volume de vazios é normalmente denominado de volume poroso da rocha e é representado pelo símbolo V_P (Rosa et al., 2006).

2.2. Permeabilidade dos fluidos

Para realização dos testes de permeabilidade foram utilizadas poliacrilamidas com cargas iônicas entre 0 e 70%, que foram preparadas em água destilada: AH- 0% (polímero não iônico pós-hidrolisado) e AN-30% e AN-70% (polímeros aniônicos) nas concentrações de 1000 e 1500 ppm. Suas respectivas viscosidades foram avaliadas em um reômetro Brookfield Viscometer – Brookfield Engineering Labs.

As rochas preparadas foram colocadas dentro de uma luva de borracha, conectadas por um disco radial com tubulações para a passagem do fluido. A luva foi introduzida no holder e pressurizada a 4,9 bar. Na conexão por onde o fluido é injetado, há um manômetro para medir a variação da pressão no decorrer do tempo de cada análise. Essas conexões foram acopladas nas celas que contêm os fluidos a serem injetados na rocha por meio de uma bomba de injeção.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O cálculo para a obtenção do volume poroso se dá através da Equação 5.3.

$$V_{poroso} = t \frac{Q}{V_P} \quad (5.3)$$

Sendo, V_{poroso} o volume poroso, t o tempo, Q a vazão da bomba e V_P o volume de poros.

Na figura 3.1 é mostrado o comportamento do polímero pós-hidrolisado (AH-0%) em meio poroso. Observa-se que a pressão durante a saturação com água salina era de 0,015 bar, e após a injeção do polímero a pressão variou entre 0,055 e 0,105. Ao retornar à injeção de água, ocorreu um decréscimo da pressão para 0,07 bar, mantendo-se praticamente constante em 0,045 bar no final do processo. Com isso, verifica-se que provavelmente os poros sofreram modificações, pois a pressão não voltou ao estado inicial.

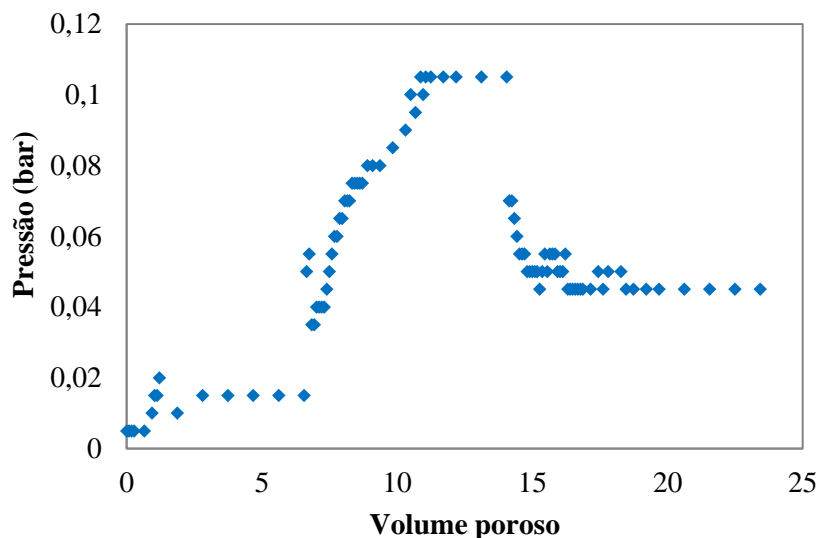


Figura 3.1 – Permeabilidade com o polímero AH-0% a 1500 ppm.

A Figura 3.2 representa o comportamento do polímero aniônico (AN-30%). Verificou-se que a pressão durante a saturação com água salina permaneceu na faixa de 0,015 bar, mas ao se injetar o polímero foram obtidas pressões entre 0,030 e 0,315 bar e, ao reinjetar água, a pressão diminuiu para 0,185 bar e continuou a decrescer, mantendo-se, ao final do processo, constante em 0,000 bar. A partir disto, observa-se que os poros não sofreram obstrução, porque a pressão final foi menor que a inicial.

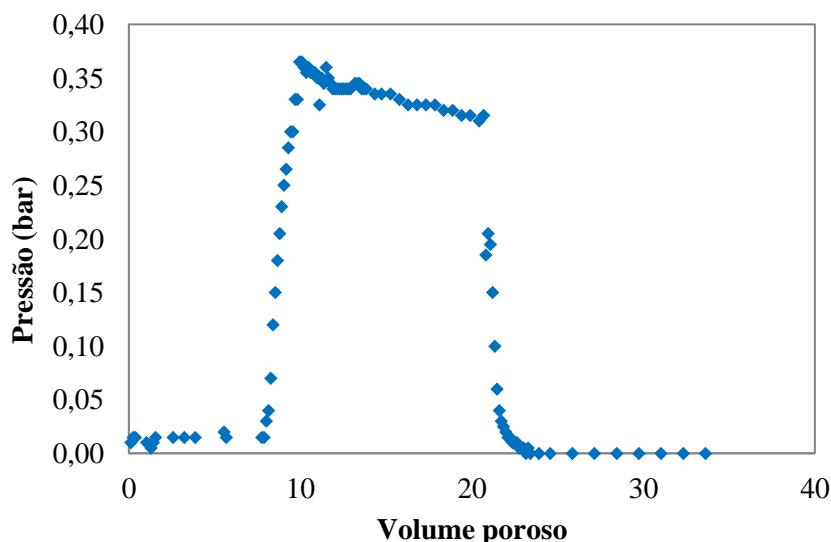


Figura 3.2 – Permeabilidade com o polímero AN-30% a 1500 ppm.

Na figura 3.3 está representado o comportamento reológico do polímero aniônico (AN-70%). Constatou-se que a pressão durante a saturação com água salina foi de cerca de 0,025 bar, porém ao injetar o polímero a pressão permaneceu entre 0,090 e 0,365 bar e ao injetar água novamente a pressão foi praticamente constante, na faixa de 0,130 bar no decorrer do processo. De acordo com o comportamento da pressão, é provável que o polímero tenha ficado adsorvido na rocha.

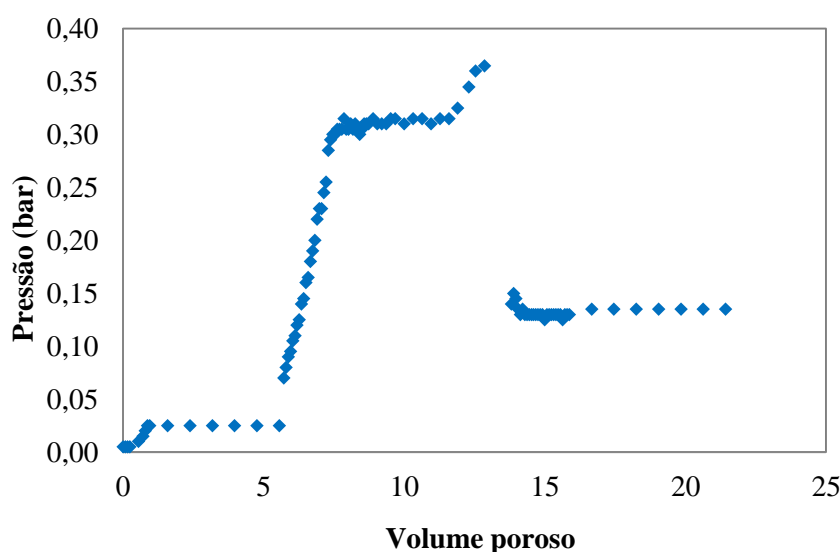


Figura 3.3 – Permeabilidade com o polímero AN-70% a 1000 ppm.

Em outros estudos, a concentração crítica destes polímeros foi verificada através da viscosidade em diferentes concentrações. Diante disto, observa-se na Tabela 3.1 que a concentração crítica do polímero não iônico foi em 1000 ppm, e a dos aniônicos em 1500 ppm. Porém, os experimentos de permeabilidade foram realizados em 1000 ppm para o polímero AN-70%, no intuito de observar se nesta concentração haveria viabilidade. Quanto aos outros dois, os polímeros foram injetados na concentração de 1500 ppm.

Tabela 3.1 Viscosidade das soluções polimericas em diferentes concentrações.

| C (ppm) | Viscosidade (cP) | | |
|---------|------------------|--------|--------|
| | AH-0% | AN-30% | AN-70% |
| 1000 | 9,2 | 9,35 | 9,8 |
| 1500 | 5,4 | 11,3 | 12,6 |

O polímero AN-30% mostrou-se viável em seu comportamento, enquanto que o AH-0% apresentou-se de forma inconstante. Acredita-se que este efeito esteja relacionado a uma super saturação de monômeros por estar acima da concentração crítica.

4. CONCLUSÕES

A partir dos resultados obtidos, verificou-se que os polímeros aniônicos apresentaram pressões máximas na faixa de 0,365 e 0,315 bar, e o polímero não iônico pós-hidrolisado em torno 0,105 bar. Acredita-se que o aumento das pressões esteja relacionado às viscosidades, enquanto o decréscimo delas pode estar correlacionado à concentração crítica e às cargas, porque o polímero AN-30% apresentou um melhor comportamento e uma pressão final bem mais baixa que os demais. Isto significa que não houve adsorção do polímero pela rocha, ou seja, o meio poroso não sofreu deformações, tornando-o mais viável para o processo de recuperação avançada.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro, em forma de bolsa de estudos, dada pela ANP e Petrobras.

6. REFERÊNCIAS

- HELLE, H. B.; BHATT, A.; URSIN, B. Porosity and permeability prediction from wireline logs using artificial neural networks: a North Sea case study. *Geophysical Prospecting*, v. 49, p. 431-444, 2001.
- MIRANDA, H. C. B.. *Interpretação conjunta de dados de GPR e medidas de permeabilidade sobre um reservatório ciliciclástico falhado na bacia de tucano, NE Brasil*. 2004. 127 f. Dissertação (Mestrado) - Departamento de Geologia, UFRN, Natal.
- NIE, R.; MENG, Y.; JIA, Y.; ZHANG, F.; YANG, X.; NIU, X. Dual Porosity and Dual Permeability Modeling of Horizontal Well in Naturally Fractured Reservoir. *Transp Porous Med*, v. 92, p. 213–235, 2012.
- RAHMAN, M. H.; PIERSON, B. J. Quantification of microporosity and Its effects on permeability and sonic velocity in miocene carbonate reservoirs, offshore Sarawak, Malaysia. *IEEE*. 2011, v. 978, p. 4577-1884.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de reservatório de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, Petrobrás, 2006.
- THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobrás, 2001.

ZHANG, J.; STANDIFIRD, W. B.; ROEGIERS, J. C.; ZHANG, Y. Stress-Dependent Fluid Flow and Permeability in Fractured Media: from Lab Experiments to Engineering Applications. *Rock Mechanics and rock Engineering*. 2007, v. 40, p. 3–21.

ZHAOWANCHUN; AICHI; WANGTINGTING; SUNCHENGYAN. A new definition on fractal porous rock damage variable and study on evolution characteristics of porosity-permeability. *International Conference on E-Business and E-Government*, p. 5031-5034, 2010.