

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

AVALIAÇÃO DO EFEITO DE UM BANCO DE SACRIFÍCIO NA RETENÇÃO DE POLÍMEROS EM ARENITOS.

AUTORES:

Juan Carlos Lizcano Niño, Vitor Hugo de Sousa Ferrerira, Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

INSTITUIÇÃO:

Divisão de Engenharia de Petróleo, Departamento de Energia, Faculdade de Engenharia Mecânica,
Universidade Estadual de Campinas

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 9º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. 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 9º PDPETRO.

EVALUATION OF THE EFFECT OF A SACRIFICE BANK IN THE POLYMER RETENTION IN SANDSTONES

Abstract

Enhanced oil recovery (EOR) by polymer injection has been extensively investigated, and promising results have been reported. Depending on the characteristics of the evaluated reservoir, the application of this method may not be technically or economically feasible. One of these limitations relates to the polymer retention in the porous media. Retention is an inevitable phenomenon and it can make economically unfeasible a project with high-income potential. The development of methods to minimize polymer retention is beneficial to extend the application of this EOR method. This work aims to evaluate experimentally the effect of a sacrifice bank of a partially hydrolyzed polyacrylamide (HPAM Flopaam 3230S) on the retention in sandstone samples. Key factors of this phenomenon were analyzed, such as polymer concentration and injection bank schemes. An experimental methodology was defined to evaluate the polymer retention in the injection of HPAM in sandstone samples.

The experimental methodology consisted of three stages: handling and basic petrophysics of the sandstone samples, preparation and rheological characterization of the brine and the polymer solution, and the execution of retention tests. The polymer solutions had a salinity of 0.7% NaCl and different polymer content, varying from 50 ppm to 2000 ppm of HPAM. The rheological behavior of the polymer solutions as a function of shear rate and concentration, as well as the ultraviolet light absorbance behavior of the polymer as a function of wavelength, were determined in separate tests. All tests were carried out at 25 °C. Constant flow rate core-flooding displacement tests of 1 ml/min were conducted to determine the polymer retention in two different injection schemes. These schemes consisted of five banks of HPAM with different concentrations. In the first test, the polymer banks were injected from the lowest to the highest level and, in the second, the banks were injected from the highest to the lowest concentration. The polymer concentration in solution was determined by ultraviolet light spectrophotometry. This experimental methodology allowed to determine the inaccessible pore volume for each sample, the polymer retention due to the first HPAM bank and the cumulative retentions due to the subsequent banks. Complementary, the resistance factor behavior, the reduction of the sample absolute permeability, and the polymer injectivity as a function of its concentration in the solution were also determined. The effect of the lower concentration (or sacrifice bank) on the retention of a subsequent higher concentrated bank revealed the impact of the polymer sacrificed as a reducing retention agent associated with the bank with the highest polymer concentration. The differences in retention related to the schemes of increasing polymer concentration banks and with decreasing polymer concentration banks were quantified and analyzed.

The inaccessible pore volume of the samples was high (about 50-60%) for our cases. This result indicates that the polymer molecule is larger than average pore throat size of these samples. Furthermore, the absolute permeability of the first and the second test was reduced by 10% and 30% respectively, only due to the injection of the first bank through each test. In the first test considering banks with increasing polymer concentration, polymer retention was 6.89 $\mu\text{g/g}$ for the first (50 ppm) polymer bank, 6.70 $\mu\text{g/g}$ for the 2000 ppm solution, and cumulative retention was 175 $\mu\text{g/g}$ for the last (2000 ppm) bank. Comparably, in the second test with decreasing polymer concentration banks, polymer retention was 32 $\mu\text{g/g}$ for the first (2000 ppm) bank and cumulative retention was 48 $\mu\text{g/g}$ for the last (50 ppm) bank. It is worth pointing out that although in the first test, the 2000 ppm polymer bank suffered 79.1% less retention than in the second test. The viscosity reduction of the 2000 ppm solution is more significant in the second test than in the first one due to the sacrificial bank influence.

Introdução

Nas próximas duas décadas, a demanda de energia aumentará em 52%, com combustíveis fósseis representando 84% deste aumento. Ao mesmo tempo, a demanda de petróleo aumentará de 81,2 para 100,2 mboe/dia no período de 2010-2035 (OPEC, 2013). Somado a isto, ao longo dos últimos anos, as reservas mundiais de petróleo não vem registrando um aumento significativo para atender às futuras necessidades energéticas, com um valor de 1700 milhões de barris entre 2013 e 2015 (BP, 2015). O declínio da produção de petróleo em reservatórios convencionais e a baixa taxa de descoberta de novos campos de petróleo fizeram dos métodos de recuperação a primeira opção na produção destes reservatórios (Manrique *et al.*, 2010). Baseado neste contexto, pode-se afirmar que existe uma necessidade de aperfeiçoar os processos de recuperação avançada de petróleo. A injeção de água é o método de recuperação mais utilizado para manter a pressão do reservatório e melhorar a recuperação de óleo. A eficiência de deslocamento de óleo por água, no entanto, é frequentemente baixa devido à relação de mobilidade desfavorável entre água e óleo no reservatório (Hatzignatiou *et al.*, 2013). Normalmente, um reservatório será submetido à injeção de água após a sua produção primária. A preferência pela injeção de água como método de recuperação secundária é função da maturidade do processo, da alta disponibilidade de água, facilidade de injeção e escoamento através do meio poroso.

O objetivo da injeção de polímeros é remediar os problemas da injeção de água devido à alta razão de mobilidade ou à heterogeneidade do reservatório, aumentando a viscosidade da água e reduzindo a permeabilidade à fase aquosa. Em muitos casos, no entanto, a injeção de polímeros não é economicamente viável devido à retenção excessiva de polímero no reservatório (Broseta *et al.*, 1995). Enquanto o processo ocorre, parte do polímero injetado é retido no meio poroso devido ao aprisionamento mecânico em poros menores que o tamanho da molécula de polímero, adsorção na superfície da rocha e retenção hidrodinâmica induzida pelo escoamento. Esta retenção causa a redução da viscosidade da frente polimérica e o atraso na sua propagação. De fato, a retenção é um dos fatores-chave na determinação da viabilidade econômica e técnica da injeção de polímeros. Assim, é de grande importância estabelecer os níveis de retenção corretos para uma determinada injeção de polímero (Sorbie, 1991). Quando uma retenção inicial é induzida em um meio poroso por um banco de polímero de baixa concentração (no regime diluído), pode ser que não haja retenção adicional se bancos de maior concentração forem injetados mais tarde. O primeiro banco de polímero de baixa concentração é denominado "banco de sacrifício". Na aplicação de campo, a retenção pode ser reduzida pela injeção de um polímero de baixa concentração, embora esta técnica não tenha sido utilizada (Zhang e Seright, 2014). Este trabalho foi projetado para avaliar o efeito de um banco de sacrifício na retenção de polímero em arenitos, considerando diferentes esquemas de injeção, com base na teoria desenvolvida por Zhang e Seright (2014).

Metodologia

Meio Poroso: Duas amostras de arenito com propriedades petrofísicas similares foram selecionadas para realização dos testes. As amostras foram limpas pelo método de extração por soxhlet e as propriedades petrofísicas (Tabela 1) foram determinadas de acordo com a norma API RP 40 (1998).

Tabela 1. Duas amostras de arenito usadas nos Testes.

Amostra	Diâmetro (cm)	Comprimento (cm)	Volume Poroso (cm ³)	Permeabilidade absoluta (mD)	Porosidade (%)
12A8	3,72	6,50	15,7	320,6	22,2
12A5	3,72	7,15	18,0	358,4	23,3

Fonte: Autores.

Polímero e Salmoura: O polímero SNF Flopaam 3230S HPAM com um peso molecular estimado entre 6 a 8 milhões de Dalton e grau de hidrólise de 30% foi aplicado nos experimentos. A preparação da solução de polímero foi feita de acordo com a norma API RP 63 (1990). Foi preparada uma solução estoque de 5000 ppm e, a partir dela, foram preparadas as diluições de 50, 100, 500, 1000 e 2000 ppm. Uma salmoura de 0,7% de NaCl foi utilizada para a preparação das soluções poliméricas, e outra salmoura (S1) de 0,35% de NaCl foi utilizada para injeção. O sal atuou como agente traçador nos experimentos. Todos os fluidos usaram água deionizada como solvente e foram desareadas para mitigar possíveis degradações pelo oxigênio na solução. O comportamento reológico das soluções foi medido em um reômetro à temperatura de 25°C.

Testes Dinâmicos de Retenção: O método adotado para a determinação da retenção de polímero foi utilizado por Lotsch *et al.* (1985), Hugues *et al.* (1990), Osterloh & Law (1998), Zhang e Seright (2014) e Ferreira e Moreno (2017). Neste método, dois bancos de polímeros são injetados e estão separados por um banco de salmoura. A retenção é determinada mediante a Equação 1.

$$R = \frac{\left(\left(\sum \frac{C_e}{C_o} 2^{do} \text{ banco} \right) \Delta VP - \left(\sum \frac{C_e}{C_o} 1^{ro} \text{ banco} \right) \Delta VP \right) VP * \rho_{polimero} * C_{polimero}}{\rho_{rocha} * V_{rocha}} \quad (1)$$

Onde, R é a retenção de polímero ($\mu\text{g/g}$), C_e é a concentração de polímero nos efluentes de cada banco (ppm), C_o é a concentração de inicial de polímero de cada banco (ppm), VP é o volume poroso (cm^3), ΔVP é o delta de volume poroso em fração volumétrica, $\rho_{polimero}$ é a densidade da solução de polímero (g/cm^3), ρ_{rocha} é a densidade da rocha (g/cm^3) e V_{rocha} é o volume dos grãos da rocha (cm^3).

O perfil de concentração do polímero foi determinado por um espectrofotômetro de luz ultravioleta. O volume poroso inacessível do polímero foi determinado comparando o perfil de polímero com o perfil de sal (traçador) correspondente. O perfil de concentração do sal foi determinado pela condutividade dos efluentes. Foram realizados dois Testes de retenção, ambos à vazão constante de 1mL/min e temperatura de 25°C. No Teste 1 foi usada a amostra 12A8 e no Teste 2 foi usada a amostra 12A5. A Figura 1 apresenta o esquema da bancada experimental que foi utilizada para os experimentos de deslocamento. A bancada é composta de garrafas para o armazenamento dos fluidos de injeção (1), bomba (2), viscosímetro capilar de entrada (3), porta testemunho (4), viscosímetro capilar de saída (5), espectrofotômetro de luz ultravioleta (6), condutivímetro (7), e balança (8).

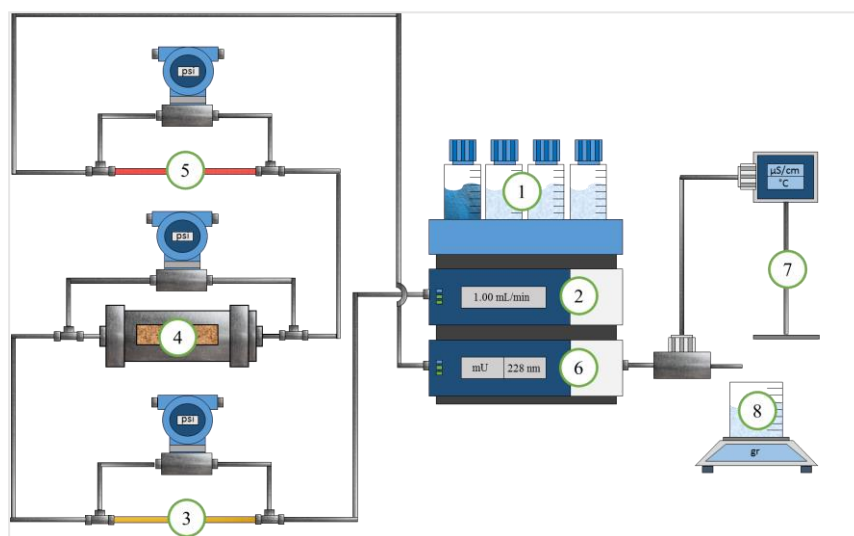


Figura 1. Esquema da bancada experimental para determinação da retenção de polímero

Esquemas de injeção: Os dois esquemas de injeção foram constituídos por cinco bancos de HPAM a diferentes concentrações. No primeiro (Figura 2, esquerda), os bancos de polímeros foram injetados da menor para a maior concentração, enquanto no segundo Teste (Figura 2, direita), os bancos foram injetados da maior para a menor concentração. Com o objetivo de garantir a limpeza de finos das amostras, o primeiro banco de salmoura S1 injetado foi de 50 VP em ambos os Testes. Depois disto, cada banco de polímero injetado foi de 20 VP e cada banco de salmoura S1 de 30 VP.

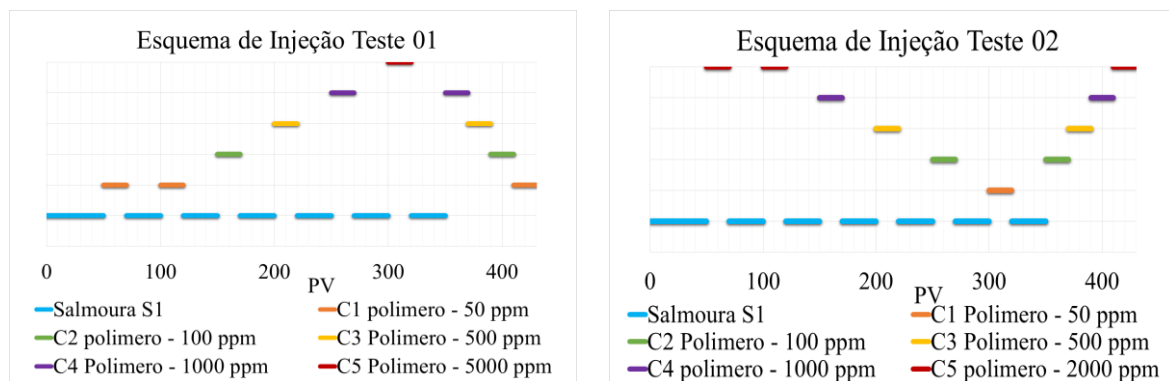


Figura 2. Esquemas de injeção dos Testes de deslocamento. Teste 1 (esquerda) e Teste 2 (direita)

Resultados e Discussão

Determinou-se a viscosidade das soluções do polímero HPAM 3230S em diferentes concentrações a uma taxa de cisalhamento de 7.847 1/s (vide Figura 3). A fim de estabelecer os limites de detecção da absorbância do espectrofotômetro de luz ultravioleta para as soluções com maior e menor concentração, foi realizada uma varredura dos comprimentos de onda do equipamento para concentrações de polímero de 50 ppm e 2000 ppm. De acordo com o comportamento obtido na Figura 4, para comprimentos de onda maiores do que, aproximadamente, 230nm, o equipamento dificilmente detecta as moléculas de polímero presentes nas soluções. Assim sendo, foi definido um comprimento de onda de 228 nm, pois neste comprimento é possível detectar uma absorbância para as duas soluções sem extrapolar a escala de detecção do equipamento.

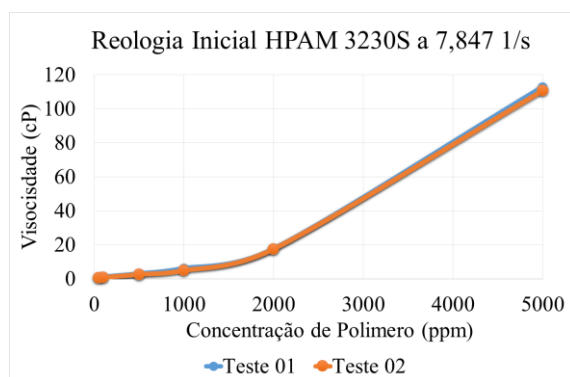


Figura 3. Reologia soluções poliméricas com 0.7% NaCl para os Testes 1 e 2.

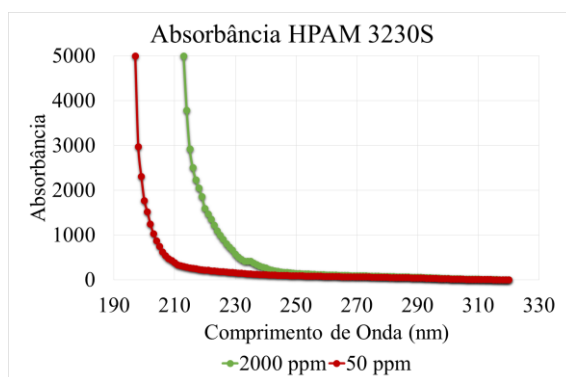
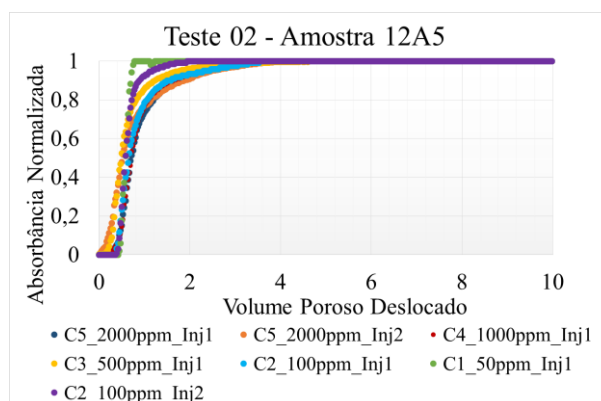
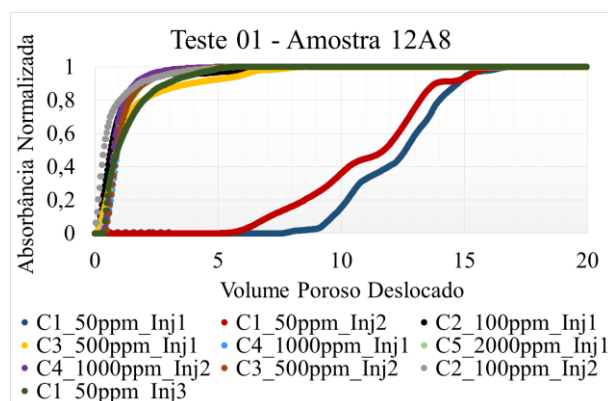


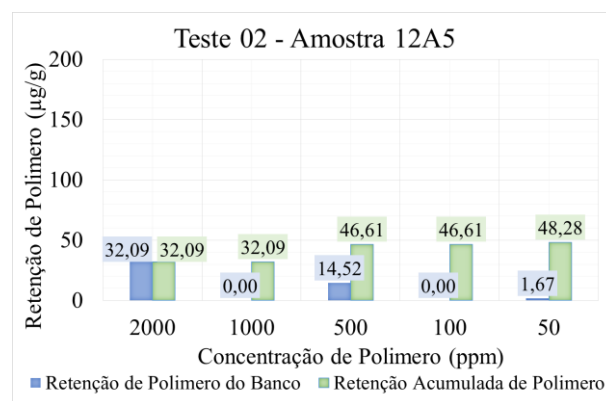
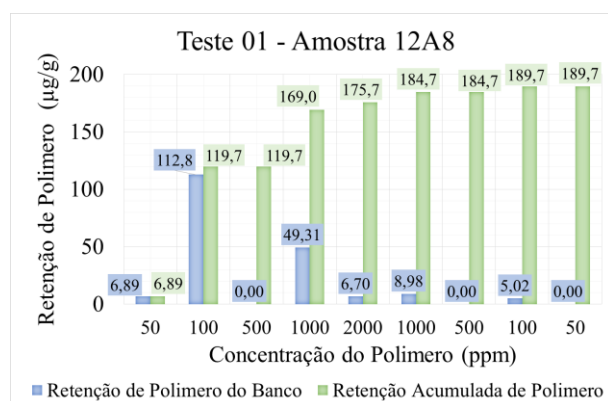
Figura 4. Comportamento da absorbância versus comprimento de onda do HPAM 3230S.

A Figura 5 ilustra os resultados obtidos no Teste 1 correspondente ao esquema de injeção da Figura 2 (esquerda). O primeiro banco de polímero injetado teve a irrupção em, aproximadamente, 8 volumes porosos injetados. Isto significa que o processo de propagação do banco de 50 ppm para a amostra 12A8 foi lento, devido à baixa quantidade de polímero e à alta capacidade de retenção do meio poroso. Os bancos de polímero de concentração maior que 50 ppm irromperam antes de 0,5 volume poroso injetado. Na Figura 6 são apresentados os resultados do Teste 2 correspondentes ao

esquema de injeção da Figura 2 (direita). Neste Teste, todos os bancos de polímero apresentaram uma irrupção em, aproximadamente, 0,5 volumes poroso injetado.



Os resultados do Teste de retenção 1 (Figura 7) mostram que o primeiro banco de HPAM de 50 ppm tem uma retenção de 6.89 $\mu\text{g/g}$, e o banco de maior concentração (2000 ppm) de 6.70 $\mu\text{g/g}$. No entanto, no banco de 2000 ppm há uma retenção acumulada de 175.7 $\mu\text{g/g}$. Após 2000 ppm, os bancos injetados não contribuíram significativamente na retenção acumulada. A Figura 8 apresenta os resultados do Teste 2. Observa-se que a retenção do primeiro banco de 2000 ppm é de 32,09 $\mu\text{g/g}$, o que significa que com o efeito dos bancos de sacrifício (Fig. 7), a retenção foi reduzida em 79.1%.



As Figuras 9 e 10 apresentam os valores dos fatores de resistência (RF) e dos fatores de resistência residual (RRF) para cada um dos bancos nos dois Testes. Nota-se que os primeiros bancos injetados são aqueles que geram um maior impacto no RF e RRF. Os valores de RRF foram independentes das concentrações, ou seja, um banco inicial de 50 ppm gerou um RRF de 11.72 (Fig. 9), enquanto um banco inicial de 2000 ppm gerou um RRF de 3.32 (Fig. 10). Percebe-se que, em ambos os casos, os bancos posteriores ao inicial não afetaram significativamente o RRF, pois o seu valor continua relativamente constante. No caso do RF, o maior valor em ambos os testes foi aquele associado ao banco de maior concentração. No Teste 1, o banco de 2000 ppm gerou um RF de 31.64 e no Teste 2 os mesmos bancos geraram um RF de 21.07 e 24.89. Isto demonstra a dependência do RF com a concentração (viscosidade) do banco de polímero. Comparando o RF dos bancos de 2000 ppm em ambos os testes se conclui que o banco do Teste 1 teve menor retenção do que o do Teste 2, devido a menor redução na viscosidade do polímero no primeiro teste. Na Figura 9, observa-se que depois do banco de 500 ppm, uma pequena restauração da permeabilidade à medida que os bancos mais

concentrados foram injetados, isto pode ocorrer devido à redução de injetividade e consequentemente aumento da pressão de deslocamento para manter a vazão de injeção constante.

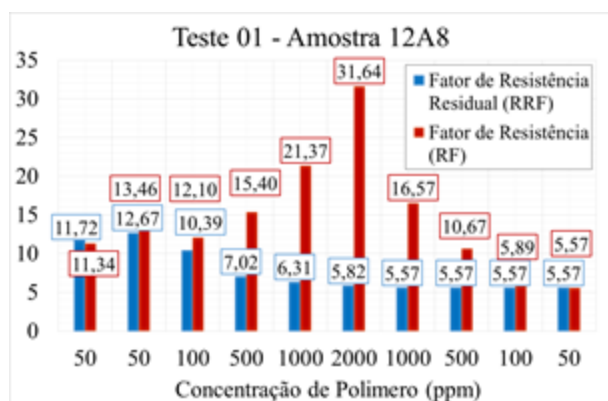


Figura 9. RF e RRF do Teste 1.

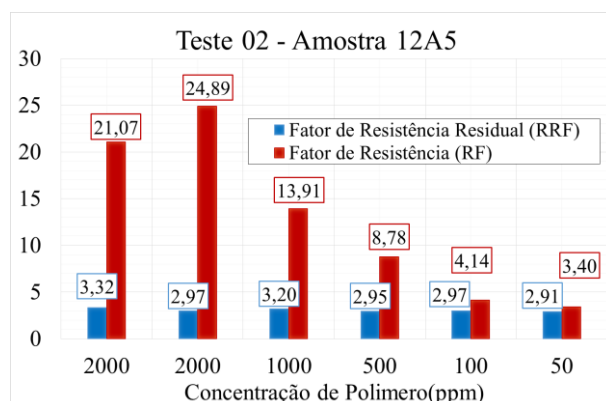


Figura 10. RF e RRF do Teste 2.

As Figuras 11 e 12 apresentam os valores do volume poroso inacessível (IPV) para as duas amostras utilizadas nos Testes. Os valores de IPV obtidos nos Testes 1 e 2 foram de 0,62 e 0,49, respectivamente. A partir desses valores pode-se concluir que a molécula de HPAM 3230S é consideravelmente maior do que o tamanho médio dos poros das amostras. Isto também significa que os bancos de polímero não deslocarão o óleo contido naquele volume.

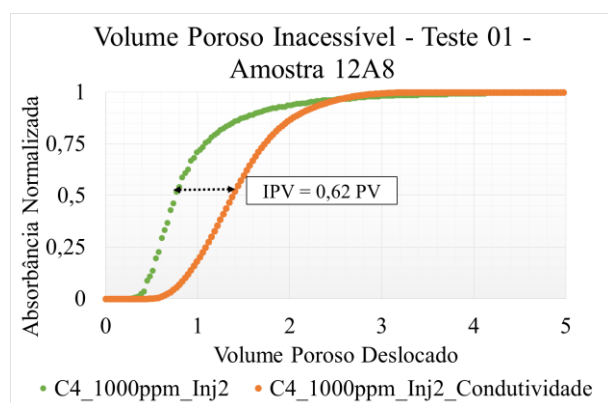


Figura 11. Determinação do IPV Teste 1

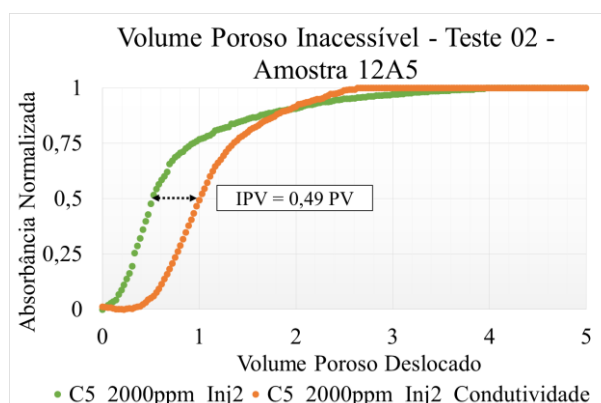


Figura 12. Determinação do IPV Teste 2

Conclusões

Para as condições testadas, um banco de 2000 ppm de polímero reduziu sua retenção em 79,1% uma vez que diversos bancos de sacrifício foram injetados antes do mesmo. Esta redução indica que há uma menor perda de massa de polímero neste banco com ajuda da injeção de bancos de sacrifício.

No Teste 1, a irrupção do primeiro banco de 50 ppm levou, aproximadamente, 8 volumes porosos injetados. Atribui-se este resultado à baixa quantidade de polímero diluído na solução e à alta capacidade de retenção do meio poroso.

No que tange à permeabilidade, pode-se notar que o grau de redução da permeabilidade (RRF) não dependeu da concentração do banco de polímero injetado para as condições testadas. O primeiro banco injetado foi aquele que mais afetou na redução da permeabilidade do meio poroso, com valores de 11,72 para o banco de 50 ppm e 3,32 para aquele de 2000 ppm, nos Testes 1 e 2 respectivamente.

Percebeu-se uma melhora na permeabilidade depois da injeção do banco de 500 ppm no Teste de retenção 1, isto pode ocorrer a que os bancos posteriores mais concentrados geram pressão de deslocamento maiores e podem remover algum tipo de dano gerado pelos bancos anteriores.

O estudo do volume poroso inacessível (IPV) indicou que, para as condições testadas, a molécula do polímero HPAM 3230S é maior do que o tamanho médio das gargantas de poro das amostras. Isto pode fazer com que uma quantidade significativa de óleo deixe de ser deslocados pelo polímero em aplicações de campo com rochas similares às testadas. É aconselhável, portanto, considerar o uso da HPAM 3230S apenas em meios porosos mais permeáveis. Para um meio poroso similar aos testados (permeabilidade em torno de 300mD), é indicado o uso de um polímero de peso molecular menor.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao LABORE, ao DE-FEM, à CAPES e OEA-GCUB pelo apoio a este trabalho.

Referências Bibliográficas

- API, R. P. 40, **Recommended Practices for Core Analysis**, second. 1998. Washington, DC: API, 40.
- API, R. P. 63, **Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations**. 1990. Washington, DC: API, 63.
- BP GROUP *et al.* **BP statistical review of world energy**. BP World Energy Review, 2015.
- BROSETA, Daniel *et al.* **Polymer Adsorption/Retention in porous media: Effects of core wettability on residual oil**. SPE Advanced Technology Series, v. 3, n. 01, p. 103-112, 1995.
- FERREIRA, V. H. S.; MORENO, R. B. Z. L. **Impact of Flow Rate Variation in Dynamic Properties of a Terpolymer in Sandstone**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 157, p. 737-746. 2017.
- HATZIGNATIOU, D. G. *et al.* **Experimental investigation of polymer flow through water-and oil-wet berea sandstone core samples**. In: EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec. Society of Petroleum Engineers, 2013.
- HUGHES, D. S. *et al.* **Appraisal of the Use of Polymer Injection to Suppress Aquifer Influx and to Improve Volumetric Sweep in a Viscous Oil Reservoir**. SPE Res Eng 5 (1): 33–40, 1990.
- LOTSCH, T. *et al.* **The effect of inaccessible pore volume on polymer coreflood experiments**. In: SPE Oilfield and Geothermal Chemistry Symposium. Society of Petroleum Engineers, 1985.
- MANRIQUE, Eduardo Jose *et al.* **EOR: current status and opportunities**. In: SPE improved oil recovery symposium. Society of Petroleum Engineers, 2010.
- OSTERLOH, W. T.; Law, E.J. **Polymer Transport and Rheological Properties for Polymer Flooding in the North Sea**. In: SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers, 1998.
- OPEC. **Annual Report 2013 - Organization of the Petroleum Exporting Countries**, 2013. Vienna, Austria, 2013. ISSN 0474-6317. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/AR_2013.pdf>. Acesso em: 14 set. 2017
- SORBIE, Kenneth S. **Polymer-Improved oil recovery**, Blackie and Son Ltd. Glasgow and London, 1991.
- ZHANG, Guoyin; SERIGHT Randall. **Effect of concentration on HPAM retention in porous media**. Society of Petroleum Engineers Journal, v. 19, n. 03, p. 373-380, 2014.