

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:

POLYMER APPARENT VISCOSITY DEPENDENCE ON INACCESSIBLE PORE VOLUME:
INFLUENCE ON ENHANCED OIL RECOVERY

AUTORES:

Ferreira, Vitor H. S.; Moreno, Rosângela, B. Z. L.

INSTITUIÇÃO:

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

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º 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.

POLYMER APPARENT VISCOSITY DEPENDENCE ON INACCESSIBLE PORE VOLUME: INFLUENCE ON ENHANCED OIL RECOVERY

Abstract

Polymer enhanced oil recovery is increasingly successful, with several prosperous field implementations reported in the last two decades. One of the reasons of the successfulness of polymer flooding is the integration of laboratory-measured properties and reservoir simulation. Although a simulation model can put together data from different experiments, additional effort on the representation of polymer phenomena is crucial to improving the process representability. Results of polymer flooding simulation often describe inaccessible pore volume (IAPV) as a mechanism of little impact. However, recent reports found out that IAPV plays a significant role on the apparent viscosity of random coil polymers, such as hydrolyzed polyacrylamide (HPAM). This paper assesses the direct and indirect impacts of IAPV on polymer flooding. We do this investigation through simulation of a core-flooding experiment using CMG-STARs. We present simulation cases to assess the effect of IAPV on production indicators in both direct and indirect forms. The direct impact is due to a fraction of pore volume not accessed by polymer molecules. The indirect impact involves the effect of IAPV in the polymer solution viscosity. We compare the simulation and experimental results and use quality indicators to evaluate the history matching of both approaches. These quality indicators are the normalized absolute linear distance (NALD), the normalized quadratic distance (NQD), and the normalized quadratic distance with signal (NQDS). The production indicators analyzed are injection differential pressure, oil recovery factor, cumulative oil production, cumulative water production, cumulative water-oil ratio (WOR), and water cut. Our results indicate that the IAPV has a small direct impact on production curves and simulation results are consistent with current literature. However, the indirect implications of the IAPV on the recovery indicators are significant. This effect occurs because the apparent viscosity of HPAM is closely related to IAPV. The quality indicators reveal that simulation considering the IAPV impact on viscosity improves the matching with observed experimental data for every production indicator. The most significant improvement was in the injection differential pressure. The pressure history matching displayed an NQD reduction from 63.15 to 0.83 and an average NALD from 12.1% to 1% relative to the base case. Our results indicate that the IAPV effect on apparent polymer viscosity should be considered in polymer flooding models for accurate simulation.

Keywords: Polymer Flooding, Reservoir Simulation, Laboratory Scale, Inaccessible Pore Volume

Introdução

Injeção de polímeros para recuperação avançada de petróleo (EOR) consiste na adição de polímeros à água de injeção. Esta adição de polímeros resulta em um aumento na viscosidade do fluido deslocante, o que melhora suas eficiências de varrido areal e vertical e resulta em uma melhora na recuperação de óleo. Contudo, a injeção de polímeros também está sujeita a diversos fenômenos complexos, como viscosidade não-Newtoniana, volume poroso inacessível (IAPV) e retenção. A injeção de polímeros tem obtido grande sucesso em implementações de campo nas últimas décadas (DELAMAIDE, 2014) e uma das razões deste sucesso é a integração de propriedades medidas em laboratório e a simulação de reservatórios. Simuladores de reservatórios são ferramentas muito utilizadas na indústria do petróleo para ajuste de histórico e previsão de comportamento (AZIZ; SETTARI, 1979). Estas ferramentas são muito úteis para avaliação de risco, escolha de estratégia e tomada de decisão. Tipicamente, os dados de entrada em uma simulação de reservatórios são uma combinação de dados de campo e de laboratório. Devido à natureza complexa da injeção de polímeros, o operador deve ter atenção especial na correta representação dos fenômenos observados em laboratório para que a simulação seja acurada.

O IAPV é um fenômeno característico do escoamento de polímeros em meios porosos. Dawson and Lantz (1972) reportam que este fenômeno faz com que as moléculas de polímero sejam transportadas através de um volume poroso menor do qual é contatado por moléculas pequenas. Dominguez and Willhite (1977) definem que o IAPV é consequência do tamanho das moléculas de polímero em comparação com as gargantas de poro, o que faz com que parte dos poros não sejam acessíveis pelo polímero. Já Sorbie (1990) diz que este fenômeno é consequência de uma fina camada ausente de polímero próxima à superfície dos poros. O IAPV é frequentemente reportado como tendo pequena influência no deslocamento de polímeros em meio poroso, especialmente em escoamentos bifásicos (FERREIRA; MORENO, 2017a; LAMAS; SCHIOZER; DELSHAD, 2016). Contudo, estudos recentes apontam para uma correlação entre o IAPV e a viscosidade aparente de soluções poliméricas em meio poroso (FERREIRA; MORENO, 2017b; SERIGHT et al., 2011; STAVLAND et al., 2010). A viscosidade do fluido de injeção, no entanto, é um parâmetro chave em um processo de EOR.

O objetivo deste trabalho é verificar o impacto direto e indireto do IAPV nos indicadores de produção de óleo através de simulações de escoamento bifásico em meio poroso. O impacto direto é aquele devido ao transporte mais acelerado do polímero por causa da fração do volume poroso não acessível a ele. O impacto indireto é, por outro lado, é aquele devido ao efeito do IAPV na viscosidade da solução injetada.

Metodologia

Este trabalho foca na simulação de um experimento laboratorial de injeção de polímeros em meio poroso para recuperação de óleo. O experimento escolhido foi reportado por Silveira (2017) e a metodologia de simulação é similar àquela reportada por Moreno et al. (2016).

Foram simulados três casos. O caso 1 foi uma injeção de polímeros sem considerar o IAPV (IAPV=0). O caso 2 considerou um IAPV de 10%, mas não considerou o efeito do IAPV na viscosidade. O caso 3 considerou os mesmos 10% de IAPV juntamente com seu efeito na viscosidade. O modelo utilizado para estimar a viscosidade *in-situ* (η_{is}) foi desenvolvido por Stavland et al. (2010), Eq. 1.

$$\eta_{is} = \frac{\eta_{bulk} \cdot (1 - IAPV)^{-2}}{1 + [(1 - IAPV)^{-2} - 1] \cdot \sqrt{\eta_{bulk} / \mu_w}} \quad (\text{Eq. 1})$$

Em que η_{bulk} é a viscosidade do polímero medida no reômetro e μ_w é a viscosidade da água. A viscosidade em relação à taxa de cisalhamento para os três casos é apresentada na Figura 1.

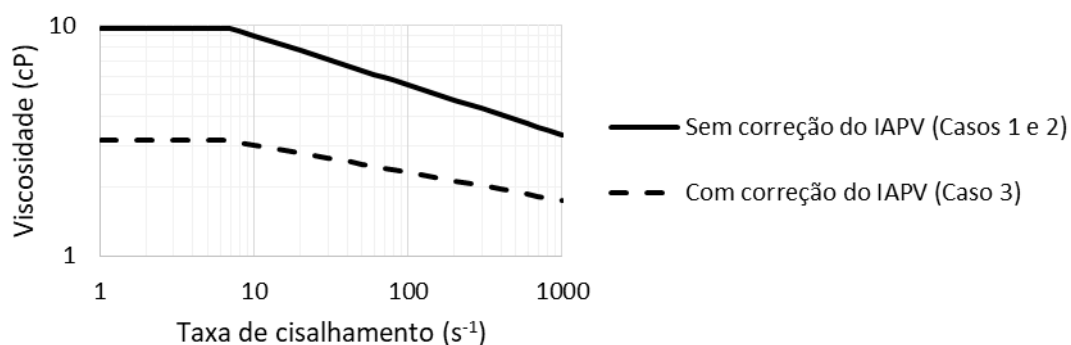


Figura 1: Viscosidade por taxa de cisalhamento para a solução polimérica nos casos 1, 2 e 3.

O simulador utilizado foi o CMG-STARs e a Tabela 1 resume os dados de entrada para as simulações.

Tabela 1: Parâmetros de entrada do simulador para todos os casos (adaptado de Silveira, 2017).

Comprimento do Testemunho	6,1 cm	Saturação de Óleo Residual	25.2%
Diâmetro do Testemunho	3,77 cm	Saturação de Água Conata	31.9%
Permeabilidade Absoluta	3928 mD	Fator de Resistência Residual	1.04
Porosidade	31.3%	Concentração de Polímero Injetada	2000 ppm
Viscosidade da Água	0.608 cP	Vazão de Injeção	0.73 cm ³ /min
Viscosidade do Óleo	180.39 cP	Permeabilidade Relativa	Figura 2
Viscosidade do Polímero	Figura 1	Adsorção de Polímero	Figura 2

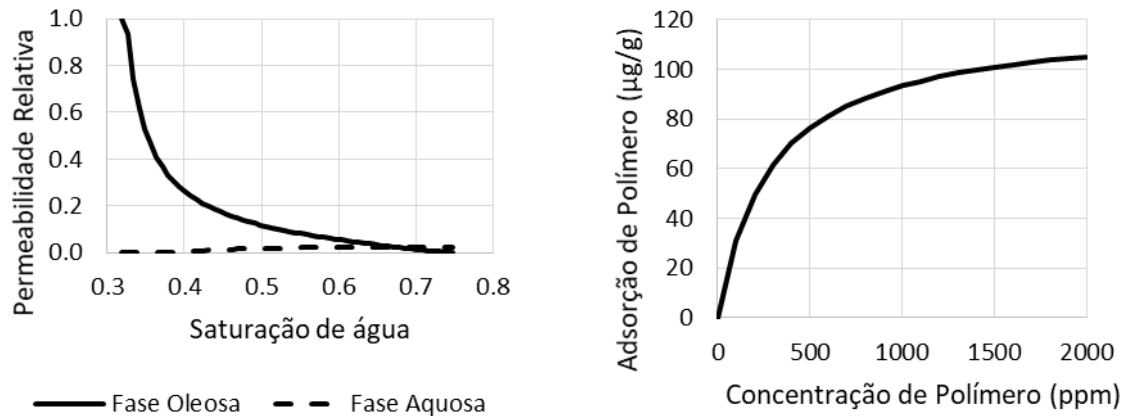


Figura 2: Curvas de permeabilidade relativa (esquerda, adaptada de Silveira, 2017) e adsorção de polímero (direita) utilizadas nas simulações.

Foram utilizados três indicadores de qualidade diferentes para analisar os resultados da simulação em comparação com os laboratoriais: distância linear absoluta normalizada (NALD), Eq. 2; distância quadrática normalizada (NQD), Eq. 3; e distância quadrática normalizada com sinal (NQDS), Eq. 4.

$$NALD = |Sim_i - Obs_i| / Obs_i \quad (\text{Eq. 2})$$

$$NQD = QD / AQD \quad (\text{Eq. 3})$$

$$NQDS = NQD \cdot LD / |LD| \quad (\text{Eq. 4})$$

Em que Sim_i é um valor simulado associado ao ponto i , Obs_i é um valor observado associado ao ponto i , N é o número de dados observados, QD é a distância quadrática (Eq. 5), AQD é a distância quadrática aceitável (Eq. 6) e LD é a distância linear (Eq. 7).

$$QD = \sum_{i=1}^N (Sim_i - Obs_i)^2 \quad (\text{Eq. 5})$$

$$AQD = \sum_{i=1}^N (Tol \cdot Obs_i + C_p)^2 \quad (\text{Eq. 6})$$

$$LD = \sum_{i=1}^N (Sim_i - Obs_i) \quad (\text{Eq. 7})$$

Em que Tol é uma tolerância relacionada aos dados observados e C_p é uma constante introduzida para prevenir erros quando o valor observado é próximo de zero. Maschio and Schiozer (2016) dizem que não há regras específicas para determinação de Tol e C_p , então estes parâmetros devem ser escolhidos conforme o caso e dependendo do erro associado aos dados observados.

De acordo com Maschio and Schiozer (2016), o NQD é um bom indicador de qualidade pois: 1) ele é adimensional e considera a confiabilidade dos dados observados nos cálculos; 2) ele permite uma análise conjunta de uma combinação de dados de vários tipos e magnitudes; e 3) ele torna acessível a análise de uma grande quantidade de dados. Maschio and Schiozer (2016) também dizem que o $NQDS$ é usado para identificar se a simulação superestima ou subestima os dados observados.

O uso do *NALD* também dá uma indicação adimensional da qualidade do ajuste a partir dos dados brutos simulados e observados. Este indicador não é tendenciado pelos parâmetros Tol e C_p e pode ser expressado como uma porcentagem de erro relativo ao valor observado. Contudo, o *NALD* não é muito adequado quando há dados muito próximos de zero, uma vez que ele pode levar a valores indefinidos caso o dado observado seja igual a zero (divisão por zero).

Os indicadores *NALD*, *NQD* e *NQDS* podem ser utilizados para qualquer avaliação de ajuste, seja na escala laboratorial ou de campo.

Resultados e Discussão

As Figura 3 e Figura 4 apresentam os históricos do diferencial de pressão (Δp), fator de recuperação (FR), óleo produzido acumulado (N_p), água produzida acumulada (W_p), razão água-óleo acumulada (WOR) e corte de água acumulado (W_{cut}) para o experimento de Silveira (2017) e para os casos simulados. Os valores de *NALD* ponto-a-ponto também são apresentados.

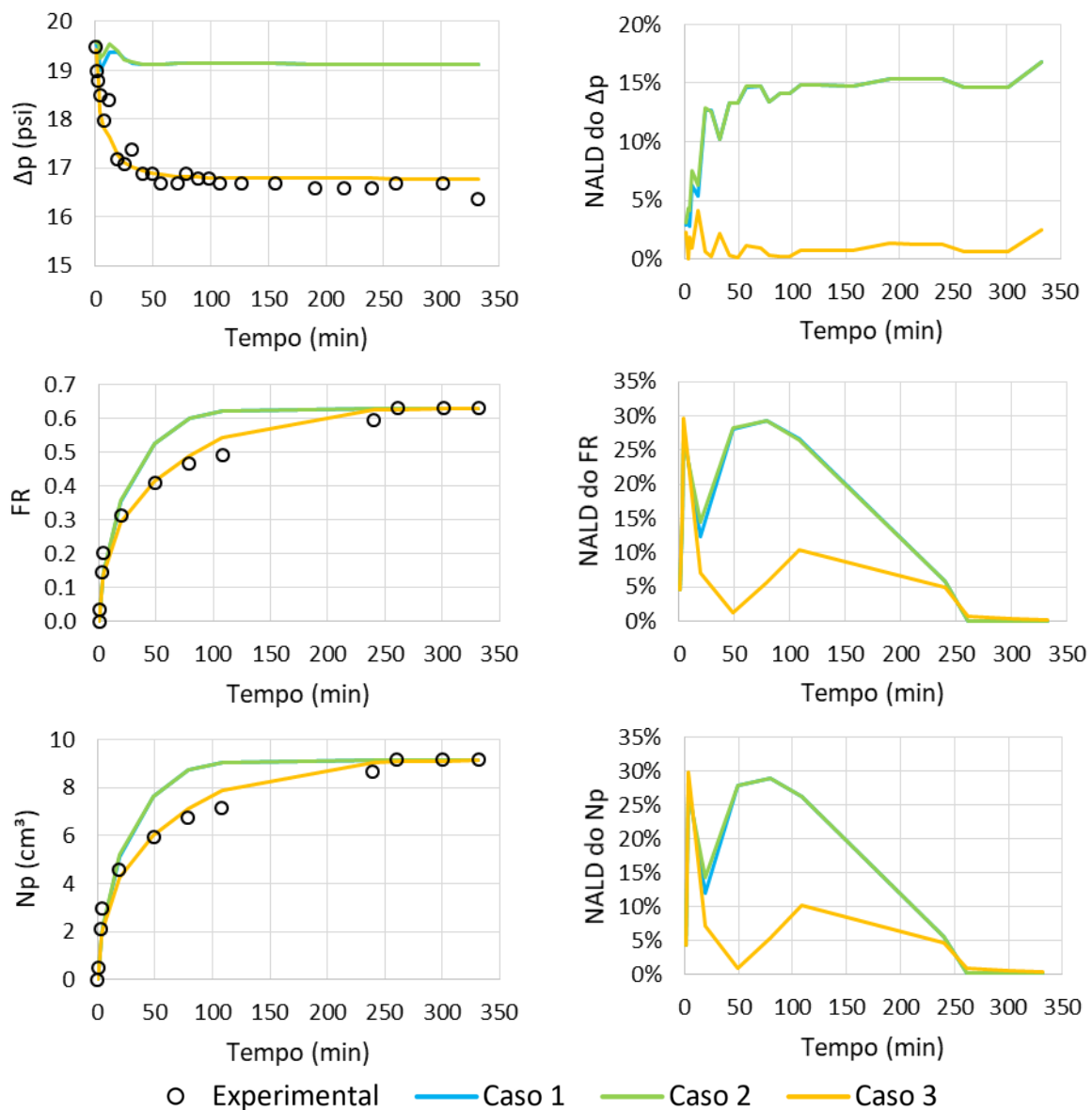


Figura 3: Resultados experimentais (adaptados de Silveira, 2017) e simulados (esquerda) e *NALD* (direita) para diferencial de pressão (Δp), fator de recuperação (FR) e óleo produzido acumulado (N_p). Caso 1: IAPV=0; Caso 2: IAPV=10%; Caso 3: IAPV=10% e correção na viscosidade.

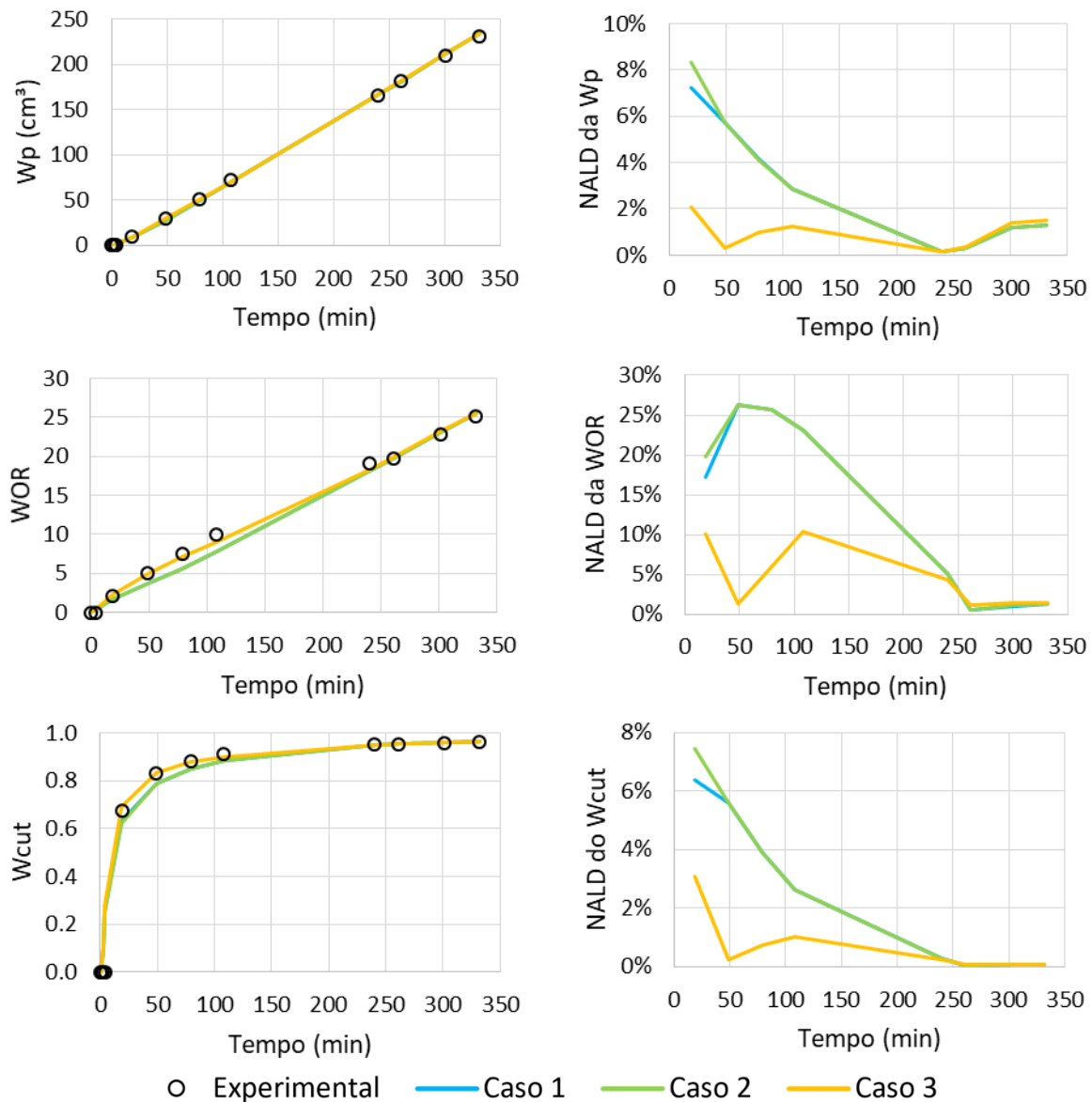


Figura 4: Resultados experimentais (adaptados de Silveira, 2017) e simulados (esquerda) e NALD (direita) para água produzida acumulada (Wp), razão água-óleo acumulada (WOR) e corte de água acumulado (Wcut). Caso 1: IAPV=0; Caso 2: IAPV=10%; Caso 3: IAPV=10% e correção na viscosidade.

A Tabela 2 resume os indicadores de qualidade de ajuste para os parâmetros de produção analisados nos três casos em relação aos resultados experimentais.

Uma análise dos parâmetros de qualidade de ajuste revela que a consideração do efeito do IAPV na viscosidade do polímero melhora significativamente o ajuste com os resultados experimentais. A consideração do IAPV somente não resulta em grandes diferenças. Para o nosso caso, o ajuste piorou quando considerando um IAPV de 10% (caso 2) ao invés de zero (caso 1) sem que fosse incluída a correção na curva de viscosidade.

O NQDS revela que, para os casos simulados, a simulação tendeu a superestimar os resultados experimentais, com as únicas exceções sendo a razão água-óleo acumulada (todos os casos), o corte de água acumulado para o caso 2, e o fator de recuperação/óleo produzido acumulado para o caso 3.

Ao analisar comparativamente os casos 1 e 2, é possível ver que o efeito direto do IAPV nos parâmetros de produção é pequeno. A diferença do NALD médio para os casos foi menor que 0.5% para todos os

parâmetros de produção. Estes resultados corroboram com a literatura recente sobre o assunto (FERREIRA; MORENO, 2017a; LAMAS; SCHIOZER; DELSHAD, 2016).

A análise dos casos 1 e 3, no entanto, revela uma diferença bastante significativa nos resultados simulados, o que indica que o impacto indireto do IAPV é significativo. A diferença mais expressiva foi para o diferencial de pressão, para o qual o *NALD* médio reduziu de 12.1% para 1%. A melhora do ajuste para o fator de recuperação também foi expressiva, reduzindo o *NALD* médio de 13.6% para 7.4%. Estes resultados indicam que o efeito do IAPV na viscosidade *in-situ* deve ser considerado em simulações de reservatório envolvendo injeção de polímeros. Simulações realizadas utilizando a viscosidade medida no reômetro serão menos acuradas.

Embora este trabalho não tenha analisado simulações em escala de campo, é esperado que efeitos similares aos observados em escala laboratorial ocorram. Por isto, os autores recomendam que o efeito do IAPV na viscosidade *in-situ* de polímeros seja considerado em simulações de escalas maiores.

Tabela 2: Indicadores de qualidade de ajuste para os parâmetros de produção analisados.

Parâmetro de Produção		Caso		
		1	2	3
Diferencial de Pressão (Δp)	<i>NQD</i>	63.15	64.07	0.83
	<i>NQDS</i>	63.15	64.07	0.83
	<i>NALD</i> médio	12.1%	12.3%	1.0%
Fator de Recuperação (FR)	<i>NQD</i>	1.59	1.61	0.26
	<i>NQDS</i>	1.59	1.61	-0.26
	<i>NALD</i> médio	13.6%	13.7%	7.4%
Óleo Produzido Acumulado (N_p)	<i>NQD</i>	3.09	3.11	0.50
	<i>NQDS</i>	3.09	3.11	-0.50
	<i>NALD</i> médio	13.5%	13.6%	7.4%
Água Produzida Acumulada (W_p)	<i>NQD</i>	0.97	0.97	0.79
	<i>NQDS</i>	0.97	0.97	0.79
	<i>NALD</i> médio	2.9%	3.0%	1.0%
Razão Água-Óleo Acumulada (WOR)	<i>NQD</i>	3.19	3.20	0.65
	<i>NQDS</i>	-3.19	-3.20	-0.65
	<i>NALD</i> médio	12.5%	12.9%	4.5%
Corte de Água Acumulado (W_{cut})	<i>NQD</i>	0.06	0.07	0.01
	<i>NQDS</i>	0.06	-0.07	0.01
	<i>NALD</i> médio	2.4%	2.5%	0.7%

Conclusões

Este trabalho apresentou uma análise dos impactos diretos e indiretos do volume poroso inacessível (IAPV) nos parâmetros de produção de óleo. Isto foi feito através da análise comparativa entre um experimento laboratorial de recuperação de óleo por injeção de polímero e sua respectiva simulação. As principais conclusões são:

- O efeito de transporte mais acelerado de polímero resultante do IAPV (sem consideração na viscosidade) tem impacto pequeno nas curvas de produção no escoamento bifásico. Isto corrobora com a literatura recente;
- O impacto indireto do IAPV nas curvas de produção é significativo. Isto deve-se ao fato da viscosidade aparente de polímeros em meio poroso ser intimamente relacionada com o IAPV;
- A consideração do efeito do IAPV na viscosidade *in-situ* de polímeros melhora o ajuste de histórico para experimentos bifásicos. A diferença mais significativa foi verificada no ajuste do histórico de pressão. Efeitos similares devem tomar forma em simulações na escala de campo.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer ao LABORE, ao DE-FEM, à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ao programa PRH-15, e à Coordenadoria de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro; à fundação CMG pela licença do software.

Referências Bibliográficas

- AZIZ, K.; SETTARI, A. **Petroleum Reservoir Simulation**. [s.l.] Applied Science Publishers, 1979.
- DAWSON, R.; LANTZ, R. B. Inaccessible Pore Volume in Polymer Flooding. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 12, n. 5, p. 448–452, 1 out. 1972.
- DELAMAIDE, E. **Polymer Flooding of Heavy Oil - From Screening to Full-Field Extension**. SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America. **Anais...Society of Petroleum Engineers**, 24 set. 2014Disponível em: <<http://www.onepetro.org/doi/10.2118/171105-MS>>
- DOMINGUEZ, J. G.; WILLHITE, G. P. Retention and Flow Characteristics of Polymer Solutions in Porous Media. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 17, n. 2, p. 111–121, 1 abr. 1977.
- FERREIRA, V. H. S.; MORENO, R. B. Z. L. Single-Phase Polymer Flow in Porous Media: Numerical Model for Experimental Planning and Analysis. **International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry**, v. 10, n. 1, p. 11–20, 2017a.
- 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, n. July, p. 737–746, ago. 2017b.
- LAMAS, L. F. DE O.; SCHIOZER, D. J.; DELSHAD, M. Impacts of polymer properties on field indicators of reservoir development projects. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 147, p. 346–355, nov. 2016.
- MASCHIO, C.; SCHIOZER, D. J. Probabilistic history matching using discrete Latin Hypercube sampling and nonparametric density estimation. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 147, p. 98–115, nov. 2016.
- MORENO, R. B. Z. L.; CERNA, C. K. Q.; ZAMPIERI, M. F.; SANCHES, K. K. M. **Technical Report 06 - Reservoir Modeling of Polymer Flooding - Small Scale Simulation**. Campinas: UNICAMP, 2016. 54p. (Acesso restrito).
- SERIGHT, R. S. et al. New Insights Into Polymer Rheology in Porous Media. **SPE Journal**, v. 16, n. 1, p. 35–42, 1 mar. 2011.
- SILVEIRA, B. M. O. Projeto de Fluido e Testes de Deslocamento para Avaliação da Recuperação de Óleo Pesado por Injeção de Polímero. 2017. 117f. Tese - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017.
- SORBIE, K. S. Depleted Layer Effects in Polymer Flow through Porous Media. **Journal of Colloid and Interface Science**, v. 139, n. 2, p. 299–314, out. 1990.
- STAVLAND, A. et al. **Polymer Flooding - Flow Properties in Porous Media versus Rheological Parameters**. SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition. **Anais...Society of Petroleum Engineers**, 4 abr. 2010Disponível em: <<http://www.onepetro.org/doi/10.2118/131103-MS>>