

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:

Estudo Numérico da Influência da Temperatura de Injeção de Vapor na Recuperação Avançada de Petróleo: Uma Abordagem Fluidodinâmica

AUTORES:

Lucas David Santos Silva; Leonardo Tenório Mendonça de Magalhães Oliveira; José Luis Gomes Marinho

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Alagoas

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.

ESTUDO NUMÉRICO DA INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA DE INJEÇÃO DE VAPOR NA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO: UMA ABORDAGEM FLUIDODINÂMICA

Abstract

The depletion of light oil reserves in the past decades has prompted petroleum industries to invest in a better use of mature fields. Oil recovery methods attempt to provide energy to promote further oil production in already exploited fields and enhance the displacement of hydrocarbons through the porous media. Amongst the several techniques reported in the literature, the steam injection is a well-known method used to recover crude oil, and it relies on the reduction of oil viscosity due to the increase in the temperature. Although computational fluid dynamic techniques have been widely employed in several problems related to petroleum flow, only a handful of studies on enhanced oil recovery makes use of these techniques. In this context, the present study aims to perform a numerical study of the steam flooding for enhanced oil recovery with the aid of the commercial application ANSYS CFX 13. The influence of the temperature on the oil viscosity, the recovery factor, and the recovery efficiency in a quadratic domain with a five-spot injection scheme is analyzed. The results show that the steam injection significantly improves the sweep efficiency when compared to the injection of water at the reservoir temperature. The isothermal water flooding produced 45 percent of the total amount of oil in the field, whereas steam flooding yielded a recovery factor up to 65 percent after 24000 hours of the injection. The maximum recovery factor and efficiency were obtained for steam injection at 470 K, which was considered the optimum temperature. No improvement in the recovery efficiency was observed for higher injection temperatures.

Key-words: enhanced oil recovery, steam flooding, computational fluid dynamics

Introdução

A grande produção de petróleo ao longo dos anos tem levado ao crescente declínio das reservas de óleo convencional. Isso tem despertado o interesse da indústria petrolífera na produção de óleos pesados e ultra-viscosos e no desenvolvimento de campos maduros, que são reservatórios de petróleo que se encontram em estado avançado de exploração e necessitam da aplicação de técnicas diferentes de recuperação de petróleo para maximizar a sua produção (SENNA, 2011).

O processo de recuperação de petróleo consiste na injeção de fluidos no reservatório a fim de fornecer energia necessária para a produção dos hidrocarbonetos (ROSA *et al.*, 2011). Entre os fluidos mais utilizados na recuperação de petróleo destaca-se a água, tanto na fase líquida quanto na fase de vapor, por ser um fluido de injeção menos oneroso e de fácil separação do óleo (OLIVEIRA *et al.*, 2016). A injeção de vapor, em especial, tem a vantagem reduzir a viscosidade do petróleo devido ao calor fornecido, facilitando assim o transporte do petróleo através dos poros da rocha reservatório e dos poços produtores (GURGEL, 2009).

O transporte de fluidos através do meio poroso pode ser estudado utilizando técnicas de fluidodinâmica computacional. Através dessa ferramenta, é possível simular o escoamento dos fluidos em volumes de controle com forma e características físico-químicas idênticas ao sistema real utilizando as equações da conservação da massa, momento linear e energia (CUNHA, 2010). Apesar

de suas vantagens, há pouca contribuição na literatura de estudos numéricos voltados à recuperação de petróleo utilizando softwares que se baseiem na fluidodinâmica computacional (CUNHA, 2010; OLIVEIRA *et al.*, 2016).

Nesse sentido, o presente trabalho tem como objetivo estudar numericamente a recuperação avançada de petróleo via injeção contínua de vapor utilizando o pacote comercial ANSYS CFX 13. O comportamento transiente do fluxo de óleo em um domínio tridimensional quadrático com esquema de injeção do tipo *five-spots* é apresentado. Resultados referentes à influência da temperatura do vapor na viscosidade do óleo, no fator e na eficiência de recuperação são analisados e discutidos.

Metodologia

O problema proposto consiste em modelar um esquema de injeção contínua de vapor do tipo *five-spots* dotado de um poço produtor central e quatro poços injetores periféricos em um reservatório de petróleo via fluidodinâmica computacional (Figura 1(a)). O domínio em estudo foi restrito a um volume de controle representativo do reservatório delgado com dimensões iguais a 100 m x 100 m x 10 m (Figura 1(b)). Foi adotado um diâmetro igual a 0,10 metros para os todos os poços, os quais possuem um comprimento imerso no volume de controle igual a 1,5 m.

Após a criação da geometria, foi gerada uma malha numérica não estruturada utilizando o ANSYS ICEM CFD (Figura 1(c)). O tamanho dos elementos na região dos poços e das suas paredes foi reduzido para uma maior precisão nos cálculos iniciais (Figura 1(d)). Desse modo, a malha final possui 122801 elementos tetraédricos e 28986 nós.

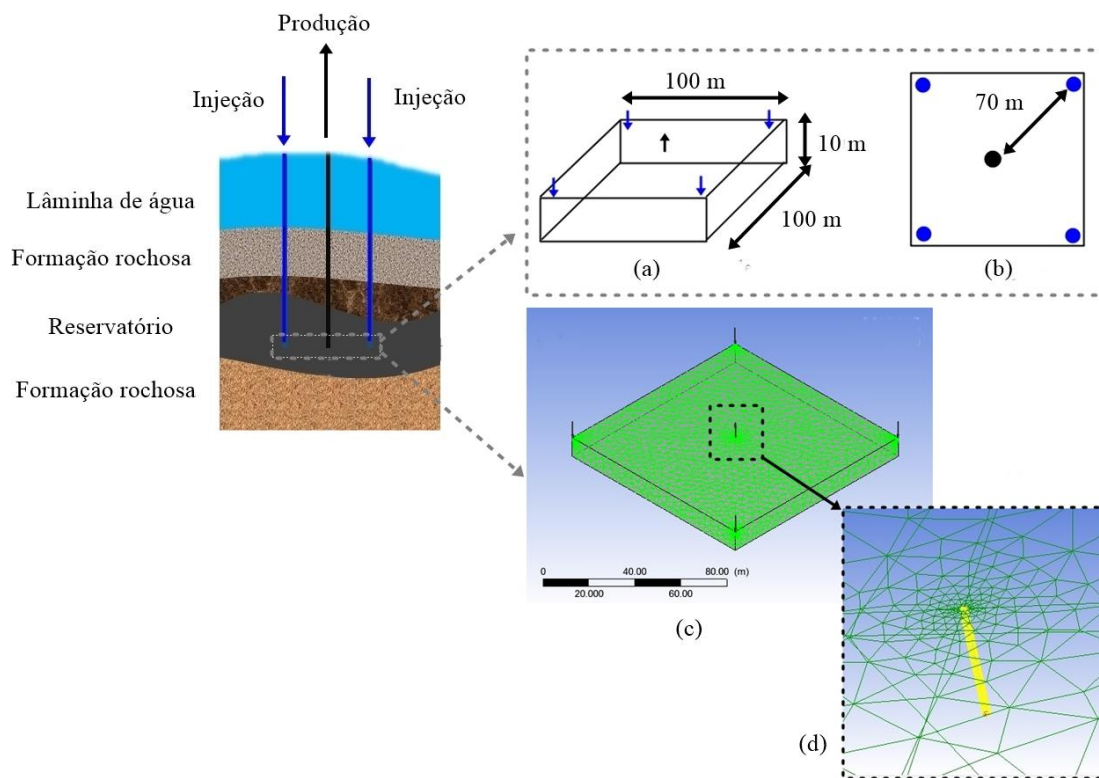


Figura 1 - Representação esquemática do domínio em estudo (a) em 3D e (b) vista superior. (c) Malha quadrática não estruturada e (d) detalhe em um dos poços, onde os elementos foram reduzidos para uma maior precisão nos resultados

A modelagem matemática foi baseada nos princípios da conservação da massa, momento linear e energia. Neste trabalho, foram assumidas as seguintes hipóteses, as quais tiveram como precedência os trabalhos de Cunha (2010) e Oliveira *et al.* (2016): escoamento não-isotérmico trifásico em meio poroso, regime transiente com tempo total de injeção de 24000 h e passo de 48 h nas simulações, domínio adiabático, influência da gravidade, paredes do reservatório e dos poços impermeáveis e estáticas, propriedades físicas do reservatório constantes, forças de não-arraste e transferência de massa nulas. As propriedades físicas e condições iniciais do reservatório e dos fluidos estão indicadas nas Tabelas 1 e 2, respectivamente.

Tabela 1 – Propriedades físicas e condições iniciais do reservatório

Propriedade/Condição	Valor	Fonte
Porosidade	0,25	Cunha (2010)
Permeabilidade (m ²)	2E-12	Cunha (2010)
Temperatura inicial (K)	310,95	Cunha (2010)
Pressão inicial (atm)	19,52	Gurgel (2009)
Pressão no poço produtor (atm)	1,94	Gurgel (2009)

Tabela 2 – Propriedades físicas e condições iniciais dos fluidos

Propriedade/Condição	Óleo	Vapor	Água
Saturação inicial	1	0	0
Temperatura inicial (K)	310,95	{450, 470, 490}	{450, 470, 490}
Título do vapor	-	0,5	-
Vazão de injeção (kg/s)	-	0,05	0,05
Densidade (kg/m ³)	868,7	Gás ideal	997
Massa molar (kg/kmol)	105,47	18,02	18,02
Calor específico (J/kg.K)	2092	2080,1	4181,7
Condutividade térmica (W/m.K)	0,143	0,0193	0,6198
Tensão interfacial (N/m)	0,03 para as três interfaces		
Número de Nusselt	6 para as três interfaces		

Fonte: Ansys CFX 13 (2011), Ashafari *et al.*, (2011), Cunha (2010), Oliveira *et al.* (2015).

Conforme indicado na Tabela 2, foram utilizados diferentes valores para a temperatura dos fluidos de injeção a fim de avaliar a sua influência na viscosidade dos fluidos (Equações 1 a 3) (CUNHA, 2010; MOZAFFARI *et al.*, 2013), no fator de recuperação (Equação 4) e na eficiência de recuperação (Equação 5).

$$\mu_o = \exp(\exp(a - b \ln T)) - 1,05 \quad (1)$$

$$\mu_s = \frac{0,2T + 81,97}{10000} \quad (2)$$

$$\mu_w = \frac{2185}{(40,12 + 0,0051547T)T - 1000} \quad (3)$$

$$F_R = \frac{V_{o(recuperado)}}{V_{o(total)}} \quad (4)$$

$$E_R = F_R E_h E_v \quad (5)$$

onde μ_o , μ_s e μ_w são as viscosidades (em cp) do óleo, do vapor e da água, respectivamente; as constantes para a viscosidade do óleo são $a = 11,7613$ e $b = 2,099$; T é a temperatura em °F; F_R e E_R são o fator e a eficiência de recuperação, respectivamente; $V_{o(recuperado)}$ e $V_{o(total)}$ são o volume de óleo recuperado e o volume original na formação; E_h e E_v são as eficiências de varrido, isto é, as frações das áreas horizontal e vertical ocupadas pelos fluidos de injeção.

Para as simulações numéricas, foi utilizado um resíduo médio quadrático (RMS) igual a $1E-4$ como critério de convergência, com cinco iterações para cada passo de tempo. O modelo de mistura foi adotado em todos os casos apresentados.

Resultados e Discussão

Inicialmente, foi simulado o processo de injeção isotérmica de água a uma vazão de 0,1 kg/s à mesma temperatura do reservatório (310,95 K) a fim de validar a modelagem proposta com um problema mais simples e também para comparar com o processo de injeção de vapor. A Figura 2 apresenta o campo de saturação do óleo utilizando injeção isotérmica de água.

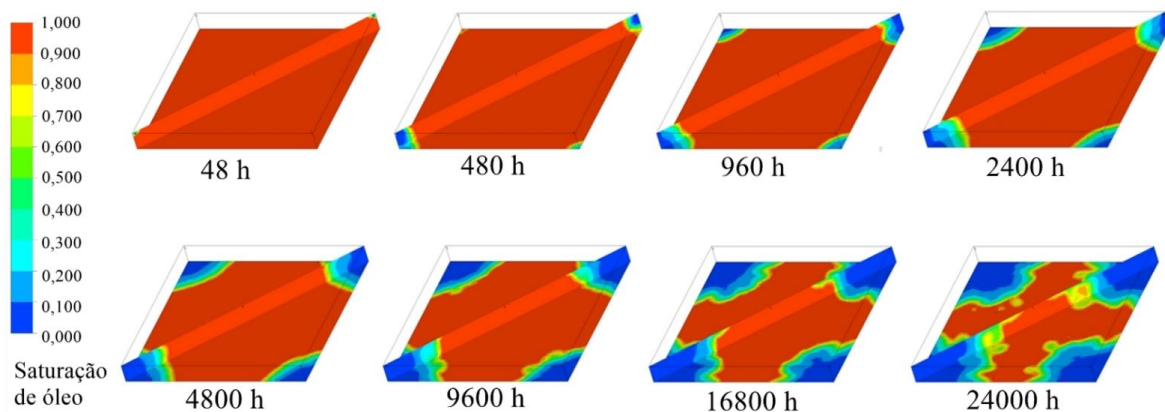


Figura 2 – Campo de saturação de óleo utilizando injeção isotérmica de água

Na Figura 2 é possível observar que a saturação do óleo diminui gradativamente na região periférica do domínio, indicando a injeção de água de forma simétrica no reservatório. Após 9600h de processo, pode-se notar a formação de caminhos preferenciais pelo fluido injetado, fenômeno mais conhecido como digitação viscosa ou *fingers* (ROSA *et al.*, 2011). Esse comportamento, que se torna mais evidente nas horas finais de injeção, acontece devido à grande diferença entre as viscosidades do óleo e da água, impedindo que o fluido injetado atinja altas eficiências de varrido horizontal e vertical. Como consequência, uma grande quantidade do óleo continua retida no reservatório após 24000 h de injeção.

A fim de melhorar as eficiências de varrido do processo, foi realizada a simulação do processo de injeção contínua de vapor no mesmo domínio. A Figura 3 apresenta o campo de saturação de óleo ao injetar-se vapor saturado a uma vazão total de 0,1 kg/s e temperatura 450 K. O comportamento observado é semelhante ao da Figura 2. No entanto, não há ocorrência do fenômeno de digitação viscosa. Isso aconteceu devido à redução da viscosidade do óleo ao entrar em contato com vapor a uma temperatura superior, melhorando a eficiência de varrido do sistema. Como resultado, apenas uma pequena fração de óleo continua presente no reservatório ao final do processo de injeção.

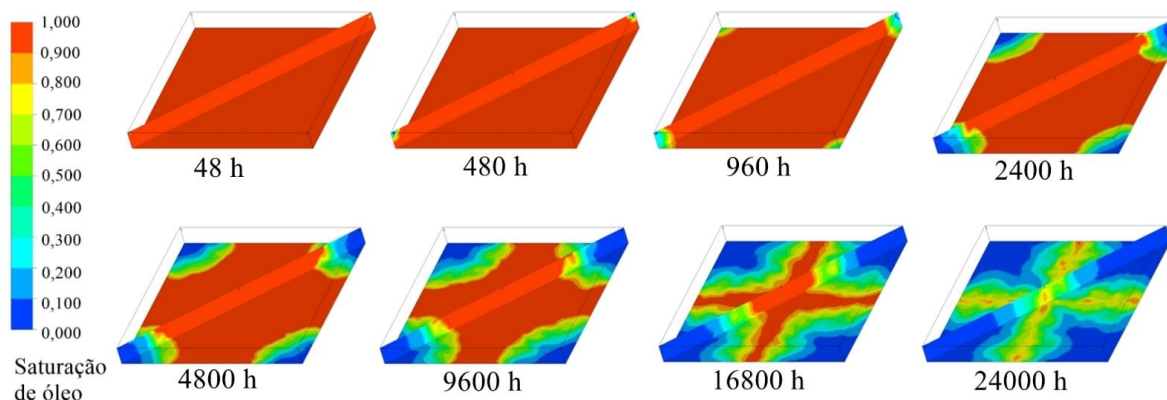


Figura 3 – Campo de saturação de óleo utilizando injeção de vapor a 450 K

A influência da temperatura de injeção do vapor nos parâmetros do processo também foi avaliada. A Tabela 3 mostra a redução percentual da viscosidade do óleo quando vapor é injetado a 450, 470 e 490 K. Para a temperatura de injeção de 450 K, a viscosidade do óleo ao final do processo foi 8,40% menor quando comparada com seu valor inicial. Quando vapor é injetado a 470 K, a redução na viscosidade apresenta uma melhora de 1,12%. No entanto, ao aumentar a temperatura de injeção para 490 K, a melhora na redução na viscosidade do óleo é menos significativa (0,55%). Isso aconteceu devido ao comportamento exponencial da viscosidade do óleo, fazendo com que a variação da viscosidade em temperaturas mais altas se torne cada vez mais desprezível.

Tabela 3 – Redução percentual da viscosidade do óleo em diferentes temperaturas de injeção de vapor

Temperatura (K)	450	470	490
Redução da viscosidade do óleo (%)	8,40	9,62	10,17

A influência da temperatura de injeção no fator de recuperação é apresentada na Figura 4. O resultado referente à injeção isotérmica de água também foi incluído na figura para comparação. Durante praticamente todo o período de injeção, o fator de recuperação aumenta linearmente com o tempo em todos os casos observados. Quando vapor é injetado a 450 K, o fator de recuperação é superior a 60% ao final do processo, contra 45,30% para a injeção isotérmica de água.

Para a temperatura de vapor igual a 470 K, o fator de recuperação atinge 65,69% após 24000h de injeção. No entanto, não há uma melhora nesse parâmetro quando a temperatura do vapor é aumentada para 490 K, onde o percentual de óleo removido é ligeiramente inferior (65,01%). A redução do fator de recuperação com o aumento da temperatura pode ser atribuída ao fato de que os efeitos térmicos sobre a viscosidade também foram considerados para os fluidos de injeção. Uma vez que a injeção a 490 K levou a uma melhora pouco significativa na redução da viscosidade do óleo,

conforme constatado na Tabela 3, há um favorecimento preferencial da mobilidade dos fluidos injetados em relação à mobilidade do fluido deslocado, o que justifica a diminuição do fator de recuperação para a temperatura de injeção igual a 490 K.

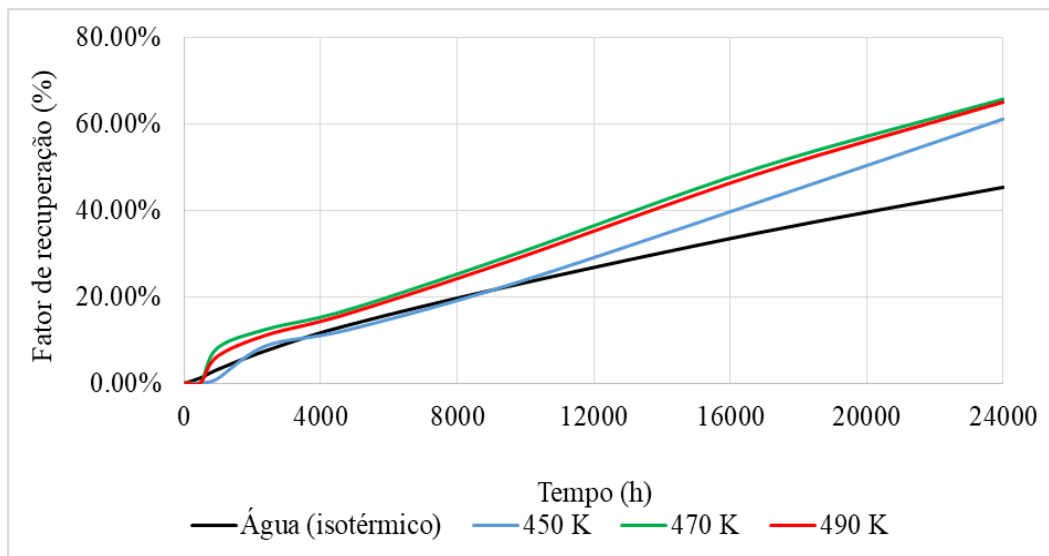


Figura 4 – Fator de recuperação para injeção isotérmica de água e injeção de vapor em diferentes temperaturas

A Figura 5 mostra os resultados para a eficiência de recuperação ao longo do processo de injeção. Esse parâmetro apresenta um crescimento lento nas primeiras horas de injeção para todos os casos analisados, aumentando significativamente após 8 mil horas. Ao injetar-se água isotermicamente, foi possível obter uma eficiência de recuperação de 10,61% ao final do processo. Para a injeção de vapor a 450 K, o resultado foi de 35,64%, indicando uma melhora significativa nas eficiências de varrido devido ao método térmico. A máxima eficiência do processo foi obtida para uma temperatura de vapor a 470 K, que foi considerada como ótima para a injeção, uma vez que a injeção a temperaturas maiores (490 K) demandará energia adicional para produzir uma quantidade de óleo ligeiramente inferior.

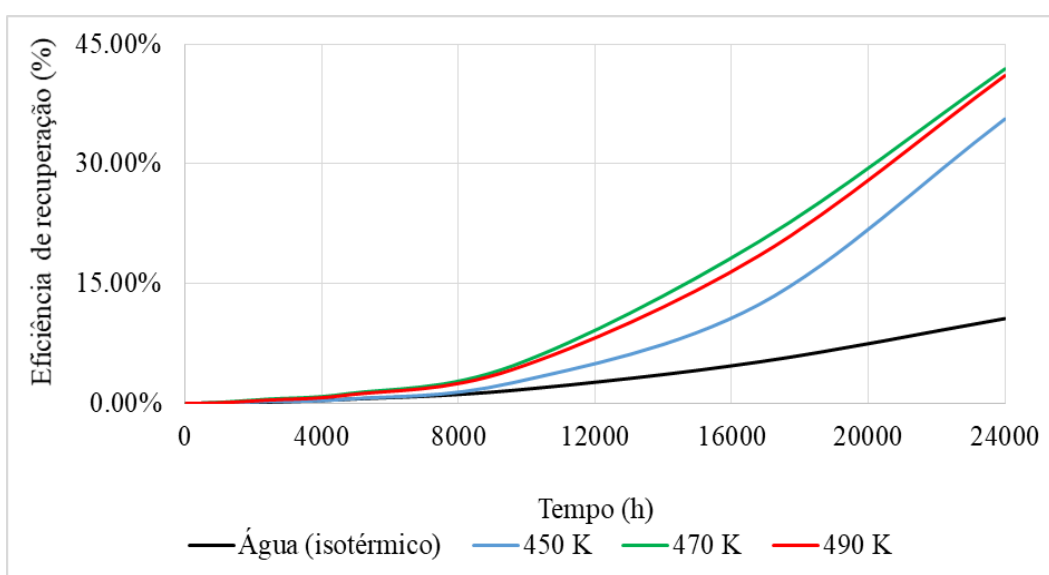


Figura 5 – Eficiência de recuperação para injeção isotérmica de água e injeção de vapor em diferentes temperaturas

Conclusões

A partir dos resultados obtidos, foi possível observar que:

- A modelagem proposta foi capaz reproduzir a imiscibilidade do sistema composto por óleo e vapor saturado em um domínio quadrático correspondente ao esquema de injeção *five-spots*;
- O fenômeno de digitação viscosa foi observado no processo de injeção isotérmica de água, resultando em um fator e eficiência de recuperação iguais a 45,30 e 10,61%, respectivamente;
- A injeção de vapor melhorou significativamente as eficiências de varrido em virtude da redução da viscosidade do óleo. A temperatura ótima para a injeção de vapor foi igual a 470 K, a partir da qual obteve-se fator e eficiência de recuperação iguais a 65,69 e 41,07%, respectivamente;
- Não houve redução significativa na viscosidade do óleo para temperaturas superiores, o que favoreceu o aumento na mobilidade da mistura vapor e água em relação ao fluido deslocado.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer ao Laboratório de Sistemas de Separação e Otimização de Processos (LASSOP) da Universidade Federal de Alagoas pelo suporte técnico oferecido.

Referências Bibliográficas

ANSYS CFX 13. **User manual**. Ansys Europe Ltd., 2011.

ASHAFARI, M. *et al.* O. Experimental and Numerical Study of Steam Flooding in Fractured Porous Media. **Society of Petroleum Engineers (SPE 144462)**, 2011.

CUNHA, A. L. **Recuperação Avançada Não-Isotérmica de Óleos Pesados em Reservatórios de Petróleo via Simulação Numérica**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Campina Grande. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Campina Grande, 2010.

GURGEL, A. R. **Estudo paramétrico da injeção de vapor em reservatórios delgados. Dissertação de Mestrado**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal, 2009.

MOZAFFARI, S. *et al.* Numerical modeling of steam injection in heavy oil reservoirs. **Fuel**, 112, p. 185-192, 2013.

OLIVEIRA, L. M. T. M. *et al.* Modeling and Simulation of Secondary Recovery Applied to an Offshore Ultra-Deep Environment. **Brazilian Journal of Petroleum and Gas**, v. 10, n. 1, p. 33-47, 2016.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência. Rio de Janeiro, RJ, 2011.

SENNA, B. D. **Estudo da Viabilidade Econômica em Campos Maduros**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Natal, 2011.