

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE DA EFICIÊNCIA TÉRMICA NA INJEÇÃO DE VAPOR EM RESERVATÓRIOS DE
ÓLEO PESADO.

AUTORES:

Rodrigo Pereira Borges, Alessandra Brito Leal, Ailton Maciel de Souza, Aryella Valeska
Monteiro Dias, Antônio Robson Gurgel, Edson de Andrade Araújo.

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Pará – UFPA
Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN

ANÁLISE DA EFICIÊNCIA TÉRMICA NA INJEÇÃO DE VAPOR EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO.

Abstract

Due to the high energy demand worldwide, the oil industry is increasingly seeking to exploit more complex reservoirs such as those with heavy and extra heavy oil. These reserves, even though they are about to reach their economic threshold, still have significant amounts of hydrocarbon. New technologies have been developed and analyzed to increase the amount of oil extracted from these sites. In the northeast region of Brazil, due to the significant amount of heavy oil reserves, many recovery methods have been analyzed to increase the recovery factor of these areas. One of the most widely used for heavy oil reservoir is the thermal method of continuous injection of steam into the porous medium and promoting decreased viscosity and increased oil mobility. However, this method has the following challenge: the loss of steam energy during the injection process to adjacent formations, causing a reduction in their thermal efficiency. Thus, this work aims to analyze the thermal efficiency of the steam injection process over a period of 16 years. Numerical simulation was used to predict the behavior of the reservoir through the Steam Thermal Advanced Processes Reservoir Simulation (STARS) simulator, version 2018.10 from the Computer Modeling Group Ltd (CMG). A homogeneous and semi-synthetic reservoir with characteristics like those found in northeastern Brazil with the following dimensions was used: 100 mx 100 mx 26 m, in addition, it was considered $\frac{1}{4}$ of five-spot inverted in a Cartesian mesh system with a total of 14,375. blocks. A titration of 75% and an injection temperature of 561 K were considered for analysis. The injection rates analyzed were 15, 20, 30 and 35 t / d. The graphs show that the flow rate of 15 t / d obtained the lowest recovery factor, while 30 t / d caused the best oil recovery from the reservoir over a period of 16 years. Furthermore, it was observed that with a flow rate of 35 t / d there was a decrease in thermal efficiency in the sixth year of the project, while a decrease in flow efficiency of 15 t / d only occurred in the twelfth year of the project. Therefore, it was concluded that an economic and operational analysis is necessary to define the feasibility of the continuous steam injection project for oil recovery in the reservoir.

Introdução

Um dos complexos desafios da indústria petrolífera é a exploração de reservatórios com óleo pesado e extrapesado, uma vez que possuem um fluido de alta viscosidade e baixa mobilidade, o que dificulta a produtividade dessas reservas. Contudo, existem volumes significativos desse tipo de óleo em reservatórios que chegaram ou estão chegando ao seu limiar econômico, mesmo tendo uma quantidade significativa de hidrocarbonetos nesses locais, mostrando a necessidade do desenvolvimento de tecnologias para aumentar a quantidade de óleo extraída nesses locais (Moore *et al.*, 2012). No Brasil, a Bacia do Potiguar, na região nordeste, é caracterizada por possuir uma quantidade significativa de reservatórios com tal características, assim, desde a década de 80 é uma área estudada e propicia para aplicação de determinados métodos para a produção de óleo. Os métodos avaliados são os processos de recuperação térmica, os quais têm sido amplamente aplicados na produção de óleos pesados, dado que o aumento da temperatura promove a redução da viscosidade e, consequentemente, um aumento no fator de recuperação de óleo (Rodrigues, 2012).

Quando se trata de recuperação térmica, a injeção de vapor é um método de relevância, que vêm sendo largamente utilizada para recuperação de óleo pesado. O método consiste na injeção de vapor, de forma cíclica ou contínua, à altas temperaturas no meio poroso para possibilitar certos mecanismos como: o aumento da mobilidade do óleo, facilitando o seu deslocamento para o poço produtor; a expansão do óleo preso na rocha matriz; destilação de frações mais leves; e a pressurização do reservatório (Suhag *et al.*, 2017). No entanto, uma das dificuldades encontradas neste método é a

perda de energia que o vapor sofre durante todo o processo de injeção, tornando-o mais propenso à uma baixa eficiência térmica (Gurgel, 2015).

O dimensionamento de um projeto de injeção consiste em analisar as possíveis perdas de calor que o vapor pode sofrer durante o percurso. Em condições de superfície, a diminuição dessa energia pode surgir desde o gerador até as linhas de distribuição; já em subsuperfície, pode-se ter perdas de calor para as formações adjacentes do poço até o reservatório. Em todos os casos, as perdas de calor irão impor um limite econômico sobre a área varrida pelo método para um determinado conjunto de condições de reservatório (Marx & Langenheim, 1959). Dessa forma, a eficiência térmica fornece uma indicação rápida do potencial de atratividade do plano de injeção de vapor e vem se tornando uma base de extrema importância para análise das melhores condições operacionais de implementação deste projeto (Prats, 2001).

Em cima dessa premissa, o presente trabalho tem como objetivo analisar a eficiência térmica do processo de injeção de vapor no período de 16 anos. Além disso, observar como a eficiência térmica dos casos analisados podem impactar o percentual de óleo recuperado. Utilizou-se a simulação numérica para prever o comportamento deste reservatório por meio de um simulador trifásico, pseudocomposicional chamado STARS (*Steam Thermal Advanced Processes Reservoir Simulation*), versão 2018.10 da empresa CMG (*Computer Modelling Group Ltd*).

Metodologia

Foi analisado a injeção de vapor, na forma contínua, em um reservatório homogêneo e semissintético com características similares àquelas encontradas nos campos do nordeste brasileiro. A Tabela 1 mostra algumas propriedades adotadas para a criação do modelo de reservatório como: porosidade, permeabilidade e saturação de água conata e outras; sendo todas tomadas a partir de outras pesquisas nos campos do nordeste brasileiro da Bacia de Potiguar (Lima *et al.*, 1987; Mezzomo *et al.*, 2001; Cursino *et al.*, 2002).

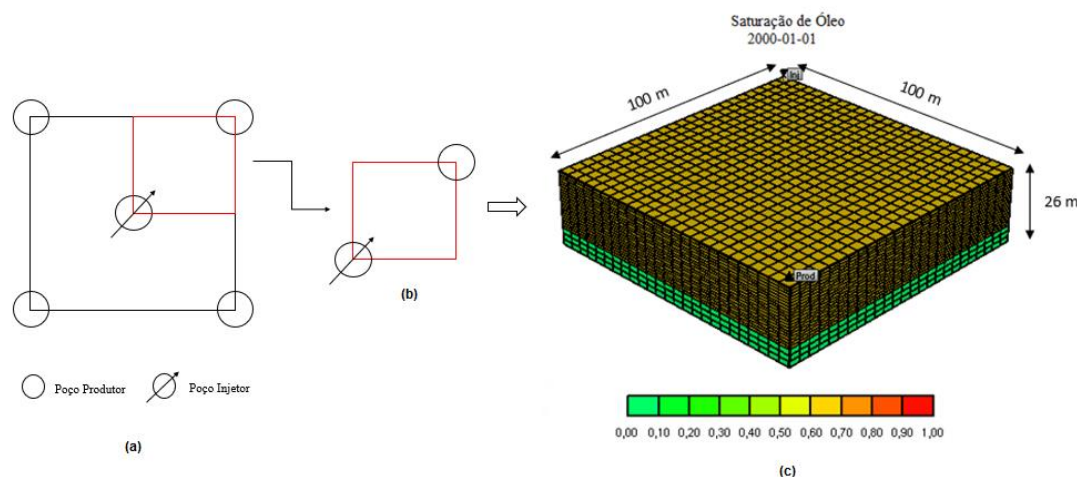
Tabela 1 – Dados de malha e propriedades da rocha reservatório.

Propriedades	Valores	Propriedades	Valores
Área do reservatório (m ²)	100x100	Temperatura inicial (°C)	38
Espessura da zona de óleo, h (m)	20	Saturação de água conata	0.36
Profundidade do topo do reservatório (m)	200	Pressão inicial no topo do reservatório (kPa)	1978
Contato água-óleo (m)	220	Volume de óleo in place (m ³)	91.228,10
Número de blocos i, j, k	25, 25, 23	Capacidade calorífica da rocha, kJ/(m ³ *°C)	2.347,89
Permeabilidade horizontal (Kh, mD)	1000	Condução térmica da rocha, J/(s*m*°C)	1,73
Permeabilidade vertical (Kv, mD)	100	Pressão máxima no poço injetor (kPa)	7.196,14
Porosidade (%)	30	Pressão mínima no poço produtor (kPa)	196,45

Foi considerado ¼ de *five-spot* invertido em um sistema cartesiano de malha com um poço injetor e um poço produtor, ambos verticais. O modelo foi construído com as seguintes dimensões nas direções “x”, “y” e “z”: 100 m x 100 m x 26 m, respectivamente; além disso, consistiu em 25 blocos na direção i, 25 blocos na direção j e 23 blocos na direção k, totalizando um reservatório com 14.375 blocos. O reservatório se encontra a uma profundidade de 200 m e possui uma espessura de 26 m,

sendo 20 m de zona de óleo e 6 m de zona de água. Tanto o poço injetor quanto o produtor foram completados nas primeiras 12 camadas, possuindo uma completação de 12 m a partir do topo do reservatório. A Figura 1 mostra uma representação 3D do modelo criado com a saturação de óleo no início do projeto.

Figura 1 – Construção do modelo de reservatório, onde (a) representa o *five-spot* invertido; (b) mostra $\frac{1}{4}$ de *five-spot* invertido; (c) é a representação 3D do modelo analisado.



Fonte: Autores, 2019.

O modelo de fluido apresenta uma densidade menor que 16°API e uma viscosidade maior que 3000 cP, valores que o caracterizam como um óleo pesado de alta viscosidade semelhante àquele encontrado no campo do Alto do Rodrigues (Paiva Jr *et al.*, 2011). A simulação numérica utilizou os seguintes parâmetros operacionais: qualidade do vapor igual a 75%, pressão máxima de injeção de 7.198 kPa e temperatura de injeção de vapor de 561 K.

Dessa forma, foi realizada a análise de diferentes injeções de vapor (15, 20, 30 e 35 t/d) em função do percentual de óleo recuperado no período de 16 anos. Em seguida, foi realizada a análise da eficiência térmica para os diferentes casos de injeção de vapor no reservatório (Gurgel, 2015). A eficiência térmica é uma relação entre o calor injetado no poço injetor (Q_{inj}) e o calor produzido pelo poço produtor (Q_{prod}) considerando o calor perdido pelas formações adjacentes (Q_l), como pode ser observado na Equação 1.

$$E_h = \frac{Q_{inj} - Q_{prod} - Q_l}{Q_{inj} - Q_{prod}} \quad (\text{Equação 1})$$

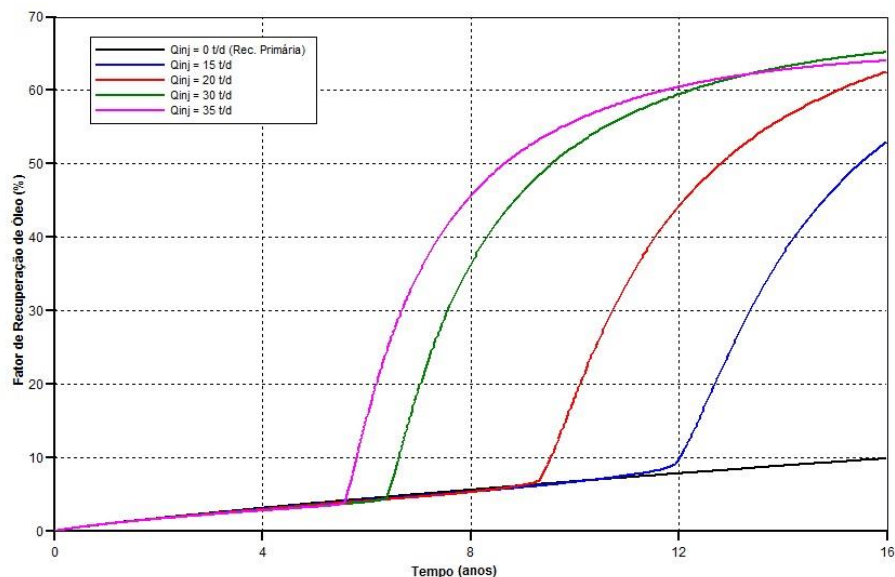
Assim, este trabalho busca realizar uma análise da injeção de vapor 75%, buscando identificar qual vazão possibilita um incremento no percentual de óleo recuperado e, consequentemente, uma melhoria na eficiência térmica.

Resultados e Discussão

Os resultados obtidos são analisados graficamente. A Figura 2 apresenta o gráfico do fator de recuperação de óleo em função do tempo, onde cada curva representa uma vazão de injeção de vapor. Inicialmente, pode-se observar que em comparação com a recuperação primária do reservatório, todas as vazões de injeção de vapor obtiveram um maior fator de recuperação. Observa-se que em um tempo de 16 anos a maior recuperação ocorreu a uma injeção de 30 t/d. Pode-se notar também que em 16 anos a vazão de injeção de 15 t/dia resultou em um baixo fator de recuperação, neste caso o banco de

óleo pode não ter sido deslocado de forma eficiente para o poço produtor. É notório que quanto maior a vazão de injeção maior o fator de recuperação. No entanto, a injeção com vazões elevadas, como 35 t/d, provocou uma diminuição do fator de recuperação. Essa redução na produção indica que existe um limite de vazão de injeção de vapor, em que a injeção acima desse limite torna-se ineficiente a recuperação de óleo.

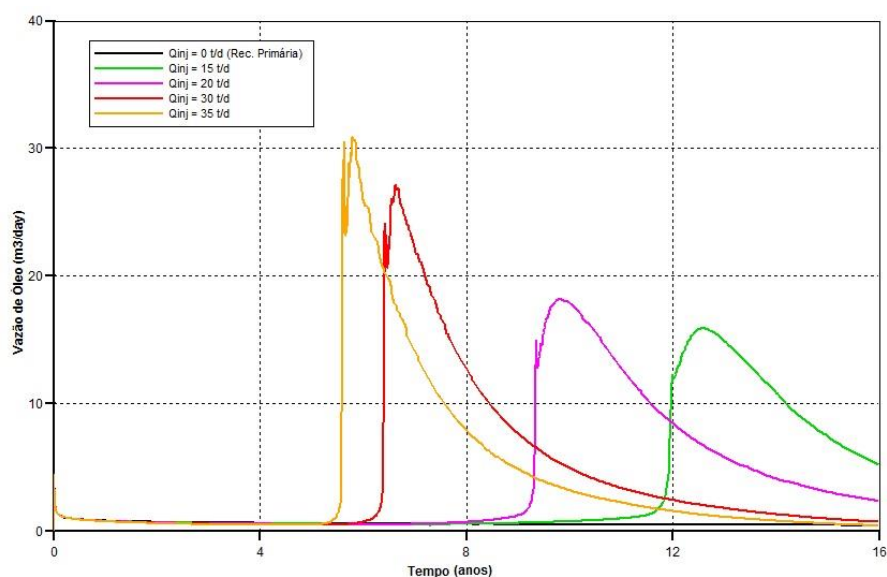
Figura 2 – Curvas de Fator de Recuperação versus tempo para diferentes vazões de injeção de vapor.



Fonte: Autores, 2019.

A Figura 3 mostra a vazão de óleo em m³/dia versus o tempo dado em anos, percebe-se que até um período de 5 anos a vazão de óleo é a mesma para todas as vazões de injeção. Somente após esse período a vazão de óleo começa a aumentar. Isso pode ser comprovado na Figura 2, onde o fator de recuperação só aumenta após 5 anos de injeção de vapor.

Figura 3 – Curvas de vazão de óleo versus tempo para diferentes vazões de injeção de vapor.

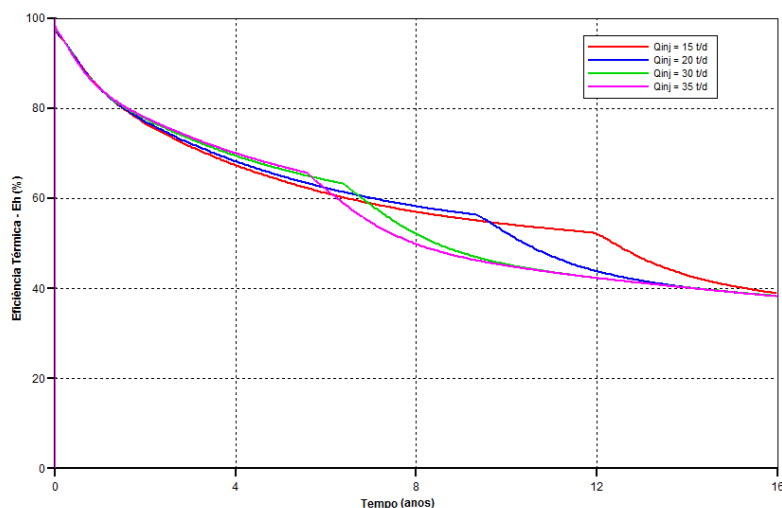


Fonte: Autores, 2019.

A Figura 4 apresenta os resultados da eficiência térmica durante a injeção de vapor para os 16 anos de projeto. A partir destes resultados, foi possível observar uma diminuição da eficiência térmica

ao longo do tempo. Isso se deve ao fato de menos calor remanescente estar presente no reservatório devido as perdas de calor para as formações adjacentes e para o poço produtor. Além disso, vazões maiores de injeção aumentam a eficiência térmica até um determinado tempo onde ocorre a inflexão das curvas devido a produção de calor. Percebe-se que até um tempo de 6 anos a maior eficiência térmica é obtida com uma vazão de 35 t/d. No entanto, a partir desse período essa eficiência diminui rapidamente quando comparadas as vazões menores. À uma vazão de 15 t/d a inflexão da curva ocorre em 12 anos, ou seja nesse tempo ocorreu o *heat breakthrough* (produção de calor). Entretanto, para a maior vazão (35 t/d) o tempo de *heat breakthrough* foi bem menor, logo, valores maiores de vazão de injeção nem sempre resultam em uma maior eficiência térmica.

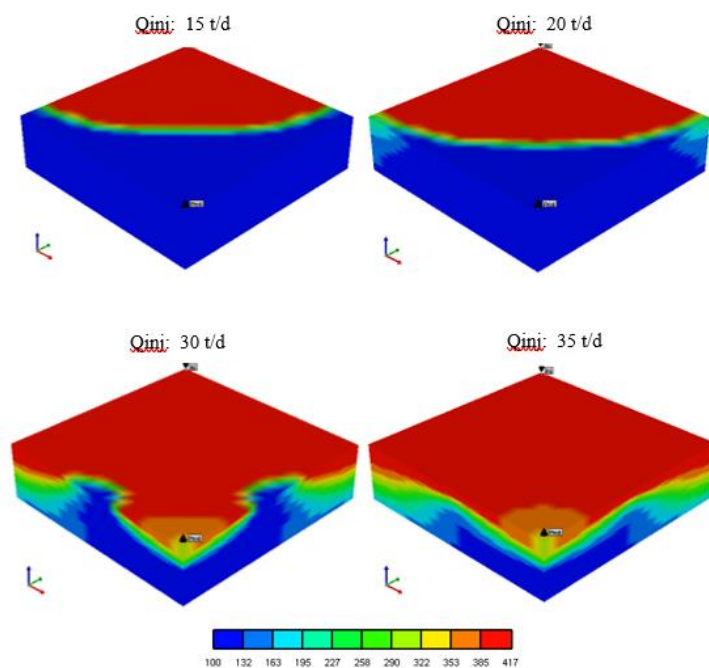
Figura 4 – Curvas de eficiência térmica em função do tempo de injeção.



Fonte: Autores, 2019.

A queda da eficiência térmica pode ser analisada na Figura 5, a qual ilustra o avanço e a distribuição de temperatura dentro do reservatório no sexto ano de projeto.

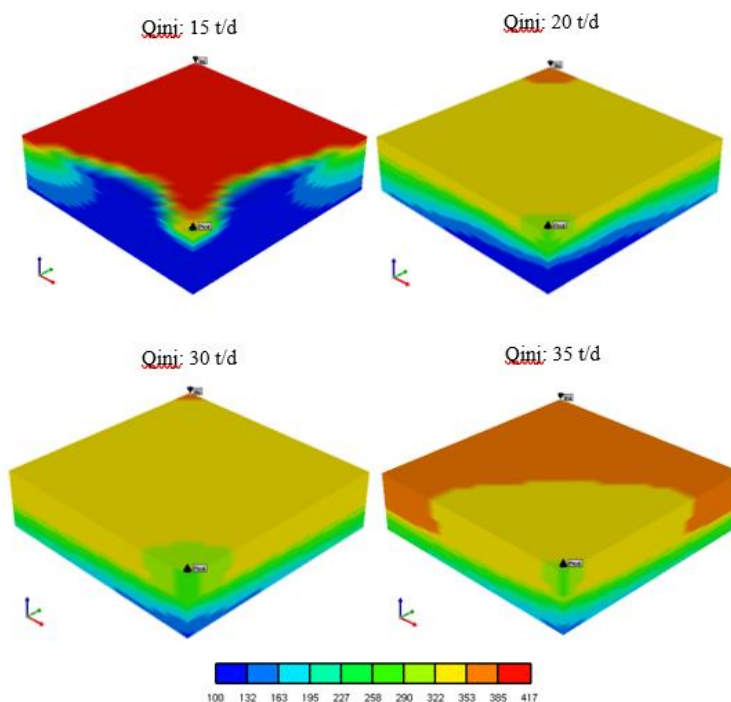
Figura 5 – Análise do *heat breakthrough* no 6º ano de projeto.



Fonte: Autores, 2019.

Comprovando o que foi analisado na Figura 4, em uma vazão de injeção de 35 t/d, o *heat breakthrough* se inicia e ocorre a diminuição da quantidade de calor remanescente no reservatório devido à produção de calor. Ademais, no décimo primeiro ano, percebe-se que apenas a vazão de injeção de 15 t/d conseguiu manter uma boa quantidade de calor no reservatório. A Figura 6 mostra a distribuição de temperatura no 11º ano de projeto, onde demonstra que as demais vazões já sofreram uma queda na eficiência térmica, fato que também é comprovado pela Figura 4. A partir do 12º ano de projeto, a vazão de 15 t/d começa a sofrer uma queda de eficiência térmica.

Figura 6 – Análise da distribuição de calor no 11º ano de projeto.



Fonte: Autores, 2019.

Conclusões

Levando em consideração as análises realizadas, conclui-se que a injeção de vapor é um método térmico eficiente para recuperação de óleo pesado, uma vez que diminui a viscosidade do óleo aumentando a sua mobilidade.

- Uma das principais desvantagens desse método são as perdas de calor nas linhas de injeção dos poços e na formação. Por causa disso, a injeção de vapor não é recomendada para reservatórios profundos, de pequena espessura ou que tenham baixa permeabilidade.
- As simulações demonstraram que a injeção de vapor, quando comparada a recuperação primária, teve um maior fator de recuperação em qualquer taxa de injeção de vapor.
- Outro acontecimento observado foi que para vazões maiores de injeção houve um aumento da eficiência térmica até um determinado tempo, após este tempo ocorreu a diminuição da eficiência devido a produção de calor. Dessa forma, é necessário que seja feita uma análise operacional e econômica para assim definir a viabilidade do projeto de injeção de vapor para a recuperação de óleo no reservatório.

Agradecimentos

À CMG (*Computer Modelling Group Ltd*) pelo programa, ao professor e orientador Edson de A. Araújo pelo conhecimento trocado e disponibilidade e ao Campus Universitário de Salinópolis pela infraestrutura.

Referências Bibliográficas

CURSINO, D. F. S., FERREIRA, A. L. M., GOMES, F. A. F. **Na Example of a Steam Drive Pilot Project Management With 3D Seismic Survey in Northeast Brazil**. SPE/OS-CIM/CHOA 79070. In: SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada, 4-7 November 2002.

GURGEL, Antônio Robson. **Análise da eficiência térmica na injeção de vapor em reservatórios de óleo pesado**. 2015. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

LIMA, H., AZAMBUJA, A. R. de, COSTA, F. M. A., SOUZA, G. C. N. N. **Campo de Alto do Rodrigues: estudo de reservatório da ampliação do projeto piloto de injeção de vapor**. Boletim técnico PETROBRÁS, Rio de Janeiro, v. 30(4): 181-190. Outubro/dezembro, 1987.

MARX, J. W., LANGENHEIM, R. H. **Reservoir Heating by Fluid Injection**. T.P. 8092. In: SPE Regional Fall Meeting, Los Angeles Basin, San Joaquin Valley and Coastal Sections, Pasadena, California, 22-22 October 1959.

MEZZOMO, R. F., DUTRA JR, T. V., MIRANDA-FILHO, D. N. de, PAULA, A. L. de, CURSINO, D. F. S. **Heavy Oil Recovery in Potiguar Basin, Brazil: Steamflooding from Pilot Testing to Commercial Application**. SPE 71063. In: SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Keystone, Colorado, 21-23 May 2001.

MOORE, R. G., MEHTA, S. A., URSENBACH, M. G., GUTIÉRREZ, D. **Potential for in situ combustion in depleted conventional oil reservoirs**. SPE 154299. In: SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 14-18 April 2012.

PAIVA JR, B. A., SIQUEIRA, J. B., LINS, A. G., PEREZ, Y. A. R. **Injeção intermitente de vapor**. Boletim técnico da Produção de Petróleo, Rio de Janeiro, v. 6, nº 1/2, p. 7-18. julho/dezembro, 2011.

PRATS, Michael. **The Effect of Heat Transfer To a Nearby Layer on Heat Efficiency**. SPE 69680, 9 July 2001.

RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe. **Análise da viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatórios de óleo pesado**. 2012. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

SUHAG, A., RANJITH, R., BALAJI, K., PEKSAGLAM, Z., MALIK, V. **Optimization of Steamflooding Heavy Oil Reservoirs**. SPE 185653 In: SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, USA, 23 April 2017.