

Análise comparativa de injeção cíclica de vapor utilizando modelo de Borberg e Lantz em três campos do Pará

Análisis comparativo de la inyección cíclica de vapor utilizando el modelo de Borberg y Lantz en tres campos en Pará

**Marcos V de S Araujo^{1,2*}; Alonso R Sacramento²; Andrew N B Reis²; Vinicius F B Alves²
Marcelo A da S Oliveira²; Laura Estefanía Guerrero-Martin¹; Leidy Stefanny
Camacho-Galindo³; Raúl Salinas-Silva³; Camilo Andrés Guerrero-Martin^{1,2,4}**

¹LOTEP Laboratorio de Operações e Tecnologias Energéticas Aplicadas na Indústria do Petróleo,
Faculty of Petroleum Engineering, Federal University of Pará, Salinópolis, Brazil.

²Faculty of Petroleum Engineering, Federal University of Pará, Salinópolis, Brazil.

³Fundación de Educación Superior San José. Bogotá – Colombia

⁴LEEPER - Laboratório de Ensino de Engenharia de Poço e Reservatórios, Faculty of Petroleum Engineering,
Federal University of Pará, Salinópolis, Brazil

*marcos.araujo@salinopolis.ufpa.br

Recibido: 15 de julio, 2022. Aprobado: 5 de noviembre, 2022. Versión final: 22 de noviembre, 2022.

RESUMO

A indústria do petróleo é uma das mais rentáveis pois dependendo das características desse fluido torna se possível ter um elevado valor agregado. No entanto, um dos fatores que dificultam a produção de óleo é a alta viscosidade encontrada em alguns campos de petróleo o que dificulta seu escoamento e conseqüentemente sua produção. Em alguns casos é preciso utilizar métodos de recuperação para incrementar a produção do poço. A injeção cíclica de vapor é uma das técnicas de recuperação utilizada para aumentar a vazão de óleo devido a injeção de vapor quente no reservatório com objetivo de reduzir a viscosidade do petróleo e assim escoar mais facilmente. Nesse sentido, foi feita uma análise comparativa de três campos fictícios de petróleo (Altamira, Pirabas e Marajó), utilizando o modelo proposto por Boberg e Lantz. A análise foi feita usando a linguagem de programação java considerando diferentes permeabilidades e espessura de reservatório. Assim, foi possível verificar nos resultados que o campo de Marajó teve maior produção acumulada de petróleo para o período estipulado.

Palabras Chave: Injeção cíclica de vapor, viscosidade, produção acumulada, petróleo.

Como citar: de S Araujo, M. V., Sacramento, A. R., Reis, A., Alves, V. F., da S Oliveira, M. A., Guerrero-Martin, L. E., Camacho-Galindo, L. S., Salinas-Silva, R. & Guerrero-Martin, C. A. (2022). Análise comparativa de injeção cíclica de vapor utilizando modelo de Borberg e Lantz em três campos do Pará. *Fuentes, el reventón energético*, 20(2), 55-63. <https://doi.org/10.18273/revfue.v20n2-2022005> 

RESUMEN

La industria del petróleo es una de las más rentables, ya que dependiendo de las características de este fluido llega a tener un alto valor añadido. Sin embargo, uno de los factores que dificultan la producción de petróleo es la alta viscosidad que se encuentra en algunos yacimientos, lo que dificulta su flujo y, en consecuencia, su producción. En algunos casos es necesario utilizar métodos de recuperación para aumentar la producción de los pozos. La inyección cíclica de vapor es una de las técnicas de recuperación que se utilizan para aumentar el flujo de petróleo mediante la inyección de vapor caliente en el yacimiento con el fin de reducir la viscosidad del petróleo y, por tanto, que fluya más fácilmente. En este sentido, se realizó un análisis comparativo de tres yacimientos ficticios (Altamira, Pirabas y Marajó) utilizando el modelo propuesto por Boberg y Lantz. El análisis se realizó utilizando el lenguaje de programación java considerando diferentes permeabilidades y espesores de reservorio. Así, se pudo comprobar en los resultados que el campo de Marajó era el que tenía la mayor producción acumulada de petróleo para el periodo estipulado.

Palabras clave: Inyección cíclica de vapor; Viscosidad; Producción acumulada; Petróleo

ABSTRACT

The oil industry is one of the most profitable because depending on the characteristics of this fluid it becomes possible to have a high added value. However, one of the factors that hinder oil production is the high viscosity found in some oil fields, which hinders its flow and consequently its production. In some cases, it is necessary to use recovery methods to increase well production. Cyclic steam injection is one of the recovery techniques used to increase oil flow by injecting hot steam into the reservoir in order to reduce the viscosity of the oil and thus flow more easily. In this sense, a comparative analysis of three fictitious oil fields (Altamira, Pirabas and Marajó) was made using the model proposed by Boberg and Lantz. The analysis was done using the java programming language considering different permeabilities and reservoir thickness. Thus, it was possible to verify in the results that the Marajó field had the highest accumulated oil production for the stipulated period.

Keywords: Cyclic injection of steam; Viscosity; Accumulated production; Petroleum

1. Introdução

A busca por métodos que viabilizem a exploração de petróleo tem aumentado devido a sociedade necessitar desse recurso, ou seja, e possível destacar que há a necessidade de se compreender quais mecanismos influenciam nas características desse fluido. Nesse sentido, enquanto outros fatores como porosidade, permeabilidade e pressão determinam o desempenho de um reservatório, a densidade e a viscosidade do óleo são as propriedades que ditam a abordagem de produção que uma empresa de petróleo adotará. Óleos densos e viscosos, chamados óleos pesados, apresentam desafios de produção especiais, mas não intransponíveis [1-4].

Alguns campos de petróleo pesados e extrapesados são considerados não comerciais por métodos convencionais de recuperação por possuírem óleos altamente viscosos. Estes campos não são capazes de produzir por meio de mecanismos de recuperação primária ou secundária. Sendo assim, mecanismos de recuperação melhorada devem ser implementados visando incrementar a produção [5-7].

Nos últimos anos, a injeção de vapor vem atendendo de forma significativa a expectativa de recuperação nestes cenários criando um ambiente de desenvolvimento de pesquisas. Esta veio a se consagrar ao longo dos anos e é hoje a principal alternativa economicamente viável para o aumento da recuperação dos óleos pesados.

O interesse por um método analítico de injeção de vapor mais simples e efetivo que permita prever a produção de petróleo em um determinado tempo é uma ambição digna de vários estudos. Sem contar que a injeção de vapor pode ser contínua na qual o vapor e continuamente injetado nos poços específicos para injeção, sendo o óleo deslocado produzido pelos poços específicos de produção, ou cíclica na qual injeção de vapor envolve três fases, como representado na Figura 1. A primeira fase é a injeção de vapor por um período específico de tempo (1 a 6 semanas) dentro do poço produtor, seguida de um curto período de tempo com o poço fechado (“soak period”), com duração de 3 a 6 dias, onde o calor latente do vapor é melhor distribuído para uma parte maior do reservatório; e finalmente, o poço é recolocado em produção durante meses a anos.

Esse processo constitui um ciclo. Todas as fases do ciclo podem sofrer variação para minimizar os custos do processo [10-13].

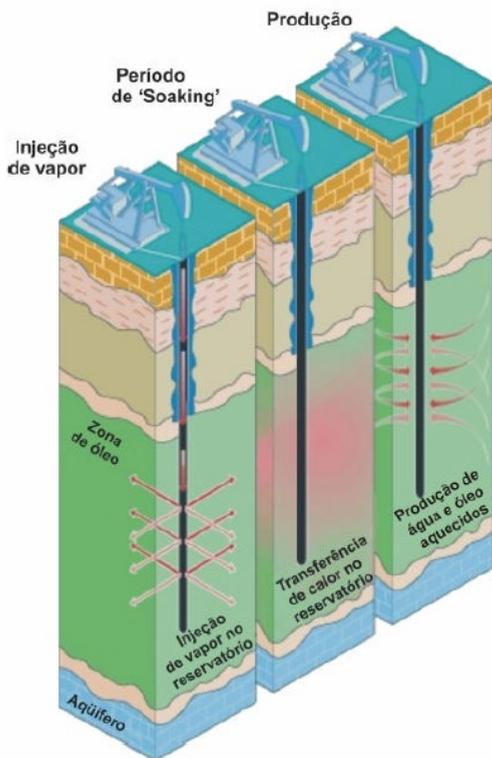


Figura 1. Esquema de injeção cíclica de vapor. [14].

Há uma necessidade crescente de implementar um modelo analítico que não exija muitas informações do reservatório, a fim de reduzir o tempo de operação e melhor tomada de decisões em menos tempo. Existem vários modelos analíticos diferentes e cada um leva em conta as considerações do seu autor e suas equações estabelecidas. O seguinte trabalho toma como base a injeção cíclica de vapor utilizando o modelo analítico desenvolvido por Boberg & Lantz (1966).

2. Metodologia

O método de injeção de vapor consiste na injeção de vapor superaquecido no reservatório formando um banco de vapor que condensa e transfere calor para o óleo, para a água e para a própria rocha, inclusive as das camadas adjacentes. Apresenta dois modos de operação: cíclico e contínuo. O modo cíclico alterna fases de injeção e produção num mesmo poço, enquanto no modo contínuo a injeção permanece num mesmo poço injetor até os poços produtores vizinhos

serem atingidos pelo banco de alta temperatura. Normalmente, a fase cíclica precede a contínua, sendo considerada apenas uma coadjuvante no processo de aumentar a recuperação de petróleo [11, 15-18].

O modelo analítico proposto neste trabalho é baseado em um modelo elaborado por Borbeg e Lantz no ano de 1996. Este modelo permite calcular a viscosidade do petróleo pela Equação de balanço de calor no qual fornece uma temperatura média ao reservatório. Para aplicar o modelo foi feito um código na linguagem de programação Java para realizar os cálculos de vazão de óleo e produção acumulada de petróleo.

Tendo isso em vista, foram criados três campos de exploração de petróleo fictícios: Altamira, Pirabas e Marajó. São usados os seguintes dados para a aplicação do modelo:

Tabela 1: Dados dos reservatórios de petróleo

Parâmetros	Campos		
	Altamira	Pirabas	Marajó
Espessura (ft)	120	129	150
Permeabilidade (mD)	1500	1800	1900
Pressão de Reservatório (psi)	1500	1500	1500
Temperatura do Reservatório (°F)	103,5819	103,5819	103,5819
Pressão de Poço (psi)	600	550	450
Raio de Poço (ft)	0,5	0,5	0,5
Saturação de Água	0,5	0,5	0,5
Área (acre)	5	5	5
Fluxo de Vapor (BTU/h)	16615478	16615478	16615478
Fator Volume de Formação	1,031581659	1,031581659	1,031581659

Fonte: Elaboração própria a partir de dados sintéticos.

2.1. Modelo Matemático

Para o modelo de Boberg e Lantz é utilizada a Equação 1 para o cálculo da taxa de produção de petróleo [11, 15-18].

$$Q_o = \frac{2 * \pi * h_t * k * k_{ro} * (P_R - P_w) * 1.127}{1000 * [\mu_{oc} * \ln\left(\frac{r_e}{r_h}\right) + \mu_{oh} * \ln\left(\frac{r_h}{r_w}\right)]} \quad (1)$$

No qual,

q_o : Taxa de produção de petróleo, BBL/D

h_t : Espessura, ft

k : Permeabilidade, mD

k_{rw} : Permeabilidade relativa, mD

P_r : Pressão de reservatório, psi

P_w : Pressão de poço, psi

μ_{oh} : Viscosidade do petróleo quente, cP

μ_{oc} : Viscosidade do petróleo frio, cP

r_e : Raio de drenagem, ft

r_h : Raio quente, ft

r_w : Raio do poço, ft

Para o cálculo do raio quente utiliza-se a seguinte Equação 2 [11, 15-19]:

$$r_h = \sqrt{\frac{A_s}{\pi}} \quad (2)$$

A_s : Área de vapor, ft²

Para determinar qual é a área de vapor é utilizada a Equação 3 [16-19].

$$A_s = \frac{Q_i * M_s * F_1 * h_t}{4 * K_{hob} * M_s * (T_s - T_R)} \quad (3)$$

A_s : Área de vapor, ft²

Q_i : Fluxo de injeção, BTU/hr

M_s : Capacidade calorífica da rocha, BTU/(ft³-°F)

F_1 : Fator adimensional de Marx e Langenheim

h_t : Espessura de reservatório, ft

K_{hob} : Condutividade térmica das capas sobrejacentes e subjacentes, BTU/(ft-día-°F)

T_s : Temperatura de vapor, °F

T_R : Temperatura de reservatório, °F

Continuando, a Equação 4 representa o fator adimensional proposto por Marx e Langenheim [9-11, 15-19]:

$$F_1 = \frac{t_D}{1 + 0.85 * \sqrt{t_D}} \quad (4)$$

F_1 : Fator adimensional para Marx Langenheim e Neuman

t_D : Tempo adimensional

Para o cálculo do tempo adimensional utiliza-se a Equação 5 [9-11, 15-19]:

$$t_D = \frac{4 * K_{hob} * M_{ob} * t}{M_s^2 * h_t^2} \quad (5)$$

t_D : Tempo adimensional

K_{hob} : Condutividade térmica das capas sobrejacentes e subjacentes, BTU/(ft-día-°F)

M_{ob} : Capacidade calorífica das capas sobrejacentes e subjacentes, BTU/(ft³-°F)

M_s : Capacidade calorífica da rocha: BTU/(ft³-°F)

h_t : Espessura de reservatório, ft

t : Tempo, dias

A Equação de 6 representa o raio de drenagem e é apresentado a seguir

$$r_e = \left(A * \frac{43560}{\pi}\right)^{0.5} \quad (6)$$

A : Área, acres

r_e : Raio de drenagem

Para calcular a permeabilidade relativa deve-se ter em conta que a saturação de água é menor que a saturação de água inicial. Então a permeabilidade relativa de petróleo é igual a permeabilidade relativa do petróleo inicial. Assim, deve-se aplicar a Equação 7:

$$k_{ro} = -27.601 * S_w^3 + 65.896 * S_w^2 - 52.668 * S_w + 14.089 \quad (7)$$

k_{ro} : Permeabilidade relativa de petróleo, mD

S_w : Saturação de água

Tendo isto, pode realizar o cálculo da viscosidade quente e fria. A viscosidade quente é apresentada na Equação 9 e a viscosidade fria é mostrada na Equação 8 [9-11, 15-19]:

$$\ln \mu = \ln a + \frac{b}{T^0} \quad (8)$$

μ : Viscosidade, cP

a: Constante

b: Constante

T: Temperatura em graus absolutos

Agora a Equação de viscosidade de petróleo quente

$$\mu_h = a * T_{avg}^b \quad (9)$$

μ_h : viscosidade quente, cP

a e b: Constantes

T_{avg}^b : Temperatura média, °F

Para o petróleo frio temos que fazer o seguinte cálculo com a Equação 10 [9-11, 15-19]:

$$\mu_c = a * T_R^b \quad (10)$$

μ_h : viscosidade quente, cP

a e b: Constantes

T_R^b : Temperatura média, °F

Por fim, para o cálculo de N_p (Petróleo produzido acumulado) é utilizada a Equação 11

$$N_p = \frac{q_o * \Delta t}{\beta_o} \quad (11)$$

3. Resultados

3.1 Campo Altamira

O campo de Altamira foi o de menor produção entre os três campos simulados. A vazão de petróleo mostrou queda no 80º dia a partir do início da produção. O petróleo acumulado neste campo chegou a aproximadamente 5900 BBL em 100 dias de produção. O fato deste campo apresentar os resultados mais desfavoráveis

relacionados à produção em comparação aos outros campos são explicados pela qualidade inferior dos parâmetros de espessura (120 ft), permeabilidade da formação (1500 mD) e maior pressão de poço (600 psi) que influenciam nos resultados obtidos.

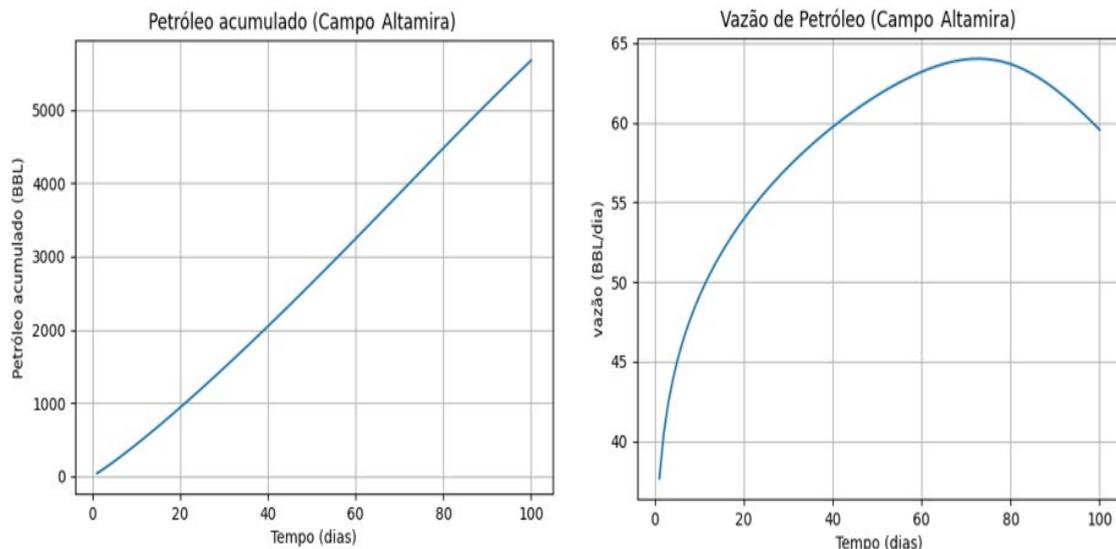


Figura 2. Petróleo acumulado e vazão de petróleo do campo Altamira.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados sintéticos.

3.1 Campo Pirabas

O campo Pirabas produzia inicialmente aproximadamente 51 BBL/d após a injeção de vapor essa produção teve seu pico em de 88 BBL/d, esse pico foi observado por volta do 70º dia. O petróleo acumulado produzido foi de 7655 BBL, a queda de produção se iniciou após o dia 70 dia e no dia 100 a vazão é de 80 BBL/d. Em relação aos outros

dois campos Pirabas teve uma produção de petróleo acumulado que pode ser considerada mediana, já que a permeabilidade, espessura do reservatório deste campo são menores que do Campo Marajó, entretanto maior que o Altamira.

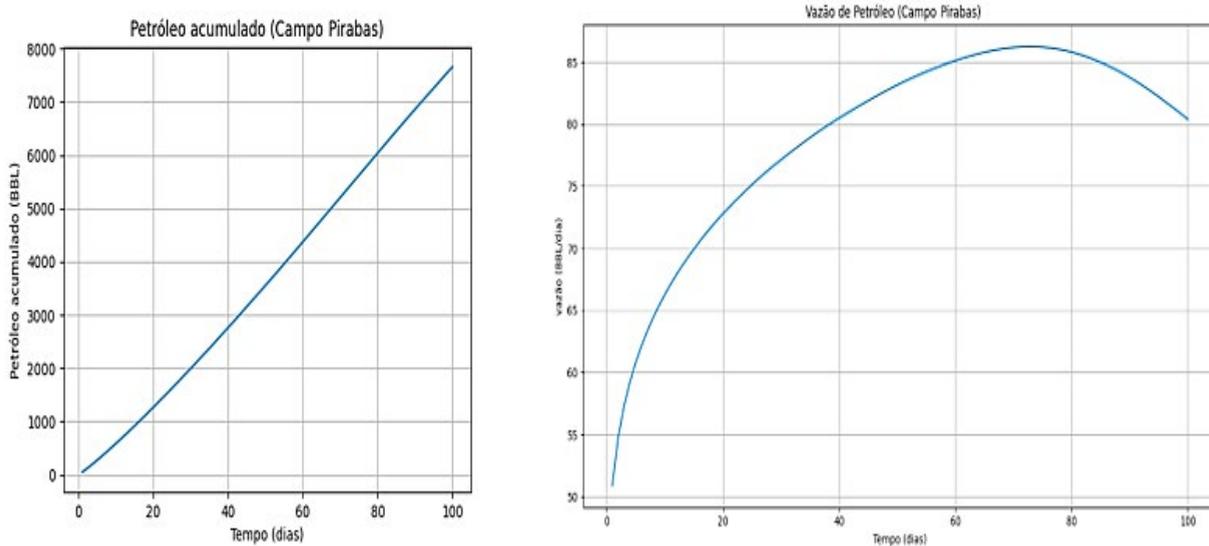


Figura 3. Petróleo acumulado e vazão de petróleo do campo Pirabas. Fonte: Elaboração própria a partir de dados sintéticos.

3.3 Campo Marajó

O campo de Marajó foi o que teve os maiores valores de vazões e petróleo acumulado, isso se deve ao fato de este campo possuir a maior permeabilidade e espessura do reservatório. A vazão (Q_0) inicial era de aproximadamente 68 BBL/d, após cerca de 70 dias de injeção de vapor a Q_0 chegou ao valor máximo de cerca de 114 BBL/d. A partir do 70º dia a vazão começou a decair até chegar em 107 BBL/d no centésimo dia que foi o último a ser simulado, após os 100 dias a vazão continua a decair.

O gráfico de N_p (petróleo produzido) mostra uma produção acumulada pelo tempo decorrido, ele teve um comportamento que pode ser considerado praticamente linear. O valor final de petróleo produzido foi de 10164 BBL de óleo, o que o torna o campo com maior produção em relação ao de Pirabas e Altamira.

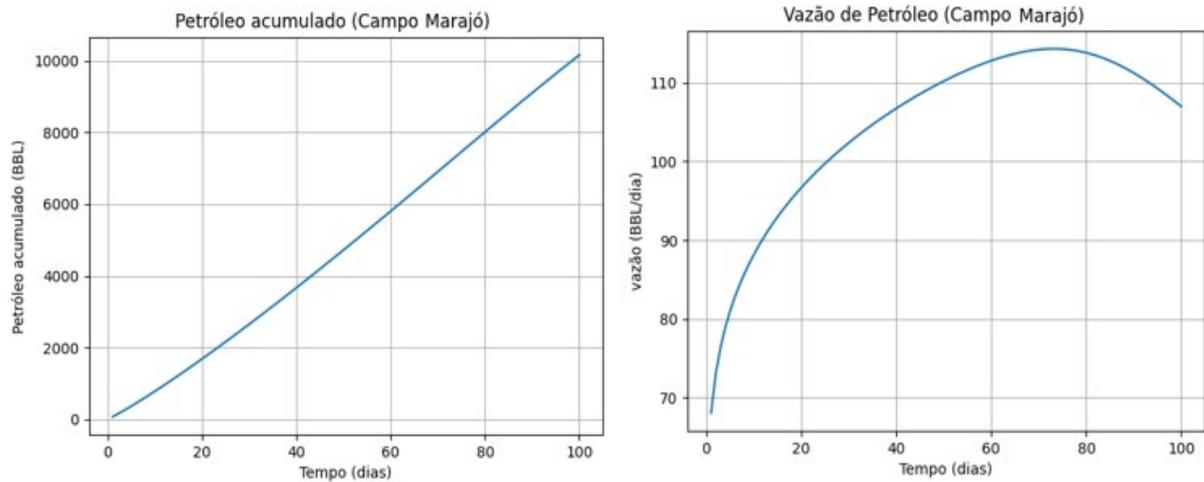


Figura 4. Petróleo acumulado e vazão de petróleo do campo Marajó. Fonte: Elaboração própria a partir de dados sintéticos.

Nas figuras abaixo podemos visualizar os gráficos que mesclam os três campos e suas vazões e petróleo produzido, deixando claro as características dos

campos simulados. É possível identificar que o Campo Marajó se destaca em ambos.

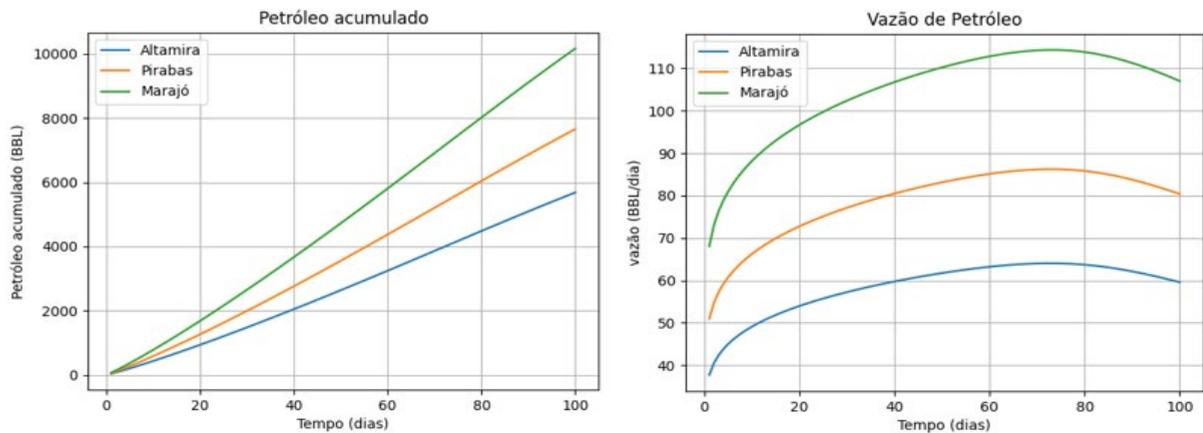


Figura 5. Vazão de petróleo e petróleo acumulado nos três campos. Fonte: Elaboração própria a partir de dados sintéticos.

É possível notar que o modelo é válido até cerca de 70 dias para todos os campos propostos. Assim observa-se que há um incremento na vazão de óleo produzido em todos os campos, mas o campo de Marajó foi o que obteve os melhores resultados de vazão e produção acumulada de óleo para o período estipulado por conta de suas propriedades petrofísicas favorecerem o escoamento de óleo no meio poroso. O melhor resultado observado foi o de produção acumulada para

o campo de Marajó visto que a diferença na parte final do gráfico ser de 2000 barris de óleo em comparação com o campo de Pirabas. Também é possível verificar que o modelo representa bem as condições propostas no problema e apresenta bons resultados de vazão e produção.

Referências

- [1] Alboudwarej, Hussein et al. A importância do petróleo pesado. *Oilfield review*, v. 18, n. 2, p. 38-58, 2006.
- [2] Alvarado, Douglas A; Banzér, Carlos. *Recuperación Térmica de Petróleo*. Caracas, 2002.
- [3] Andrade, Everton de Lima de. *Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatório de óleo pesado com características do nordeste brasileiro*. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- [4] Báez-serrano, B. J.; Montealegre-Peña, D. A.; Castro-García, R. H.; Ardila-Moreno, M.; Suárez-Barbosa, A. F. Alternativas para el monitoreo en línea de soluciones poliméricas en procesos EOR. *Fuentes, el reventón energético*, [S. l.], v. 18, n. 2, p. 45–56, 2020. DOI: 10.18273/revfue.v18n2-2020003. Disponível em: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/11677> Acesso em: 25 nov. 2022.
- [5] Carneiro, Ingrid. *Simulação Numérica da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado*. 2016. 187p. (Bacharelado em engenharia de petróleo – Universidade Federal Fluminense, Niterói-RJ, 2016).
- [6] Cavalcante, Raryson Alexandre et al. *Análise econômica da injeção de vapor e solvente aplicado a um reservatório de óleo pesado*. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- [7] Curtis, Carl et al. *Yacimientos de petróleo pesado*. *Oilfield Review*, II, v. 23, p. 32-55, 2003.
- [8] De Oliveira, Rebecca. *Prognóstico de produção em campos de óleo pesado utilizando o método de recuperação de injeção de vapor na bacia de Santos*. 2016. 56p. Bacharelado em Engenharia de petróleo – Universidade Federal Fluminense, Niterói-RJ, 2016.
- [9] Felipe, Iuri Andrade Sampaio Felipe – *Estudo da Injeção Cíclica de Vapor Seguida da Injeção Contínua, Aplicado em Reservatórios de Óleo Extra-pesado*. 2017. 61f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil, 2017.
- [10] Hinkle, Amy; Batzle, M. *Heavy oils: A worldwide overview*. *The Leading Edge*, v. 25, n. 6, p. 742-749, 2006.
- [11] Ibañez-Gómez, Luisa Fernanda et al. *Process Optimization of the Flaring Gas for Field Applications*. *Energies*, v. 15, n. 20, p. 7655, 2022.
- [12] Jeronimo, Carlos EM; De Souza, Tamiris Thaise C. *Estudo da viabilidade econômica da injeção de vapor para recuperação de petróleo em campos de alta viscosidade*. *Scientia Plena*, v. 9, n. 6, 2013.
- [13] Lizcano-Nino, J.; Ferreira, V. H. de S.; Moreno, R. B. Z. L. *Soluciones HPAM de baja concentración como método de reducción de la retención de polímeros en CEOR*. *Fuentes, el reventón energético*, [S. l.], v. 18, n. 1, p. 75–92, 2020. DOI: 10.18273/revfue.v17n1-2020008. Disponível em: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/11236>. Acesso em: 25 nov. 2022.
- [14] Medeiros, Elthon John Rodrigues et al. *Análise De Diferentes Viscosidades A Partir Da Aplicação Do Aquecimento Geral Indireto Como Método De Recuperação Em Reservatórios Petrolíferos*. *Holos*, v. 5, p. 67-86, 2011.
- [15] Medina Casas, M. P.; Gutiérrez Ramírez, A. M.; Amorin Figueroa, M. P.; Escobar Macualo, F. H.; Guerrero Martin, C. A. *Selección de campos para la implementación de solar EOR como proceso térmico de recobro mejorado en Colombia*. *Fuentes, el reventón energético*, [S. l.], v. 17, n. 2, p. 27–37, 2019. DOI: 10.18273/revfue.v17n2-2019004. Disponível em: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/10256>. Acesso em: 25 nov. 2022.

- [16] Nieves, L. D; Najjar, Luis. A. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado, mediante un modelo analítico. 2017. 190p. (Ingeniero De Petróleo) – Fundacion Universidade de América, Bogotá- D.C, 2017.
- [17] Queiroz, G. O. Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado. 2006. 135p. Dissertação de mestrado – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal-RN, 2006.
- [18] Queiroz, G.O. et Al. Influência da cota de vapor no processo de injeção cíclica de vapor. In: 3º Congresso brasileiro de P&D em petróleo e gás, III, 2005, Bahia. Anais [...] Bahia: Salute, 2005.
- [19] Vega Vanegas, P. A.; Zuñiga Ruiz T. Y.; Escobar Macualo, F. H.; Guerrero Martin, C. A. Metodología para la formulación de proyectos de recuperación química mediante analogías. Fuentes, el reventón energético, [S. l.], v. 17, n. 1, p. 29–35, 2018. DOI: 10.18273/revfue.v17n1-2019003. Disponível em: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/9748>. Acesso em: 25 nov. 2022.