

# AVALIAÇÃO DA INJEÇÃO DE CO<sub>2</sub> MISCÍVEL COMO ESTRATÉGIA DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO USANDO O MÉTODO KOVAL: CASO DE ESTUDO PRÉ-SAL BRASILEIRO

## EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub> MISCIBLE COMO ESTRATEGIA PARA LA RECUPERACIÓN AVANZADA DE PETRÓLEO UTILIZANDO EL MÉTODO KOVAL: UN ESTUDIO DE CASO DEL PRESAL BRASILEÑO

Lina Maria Quevedo-Moyano<sup>1</sup>; Juan Esteban Hernandez-Cuberos<sup>1</sup>; Daniela González-Melo<sup>1</sup>; Laura Estefanía Guerrero-Martin<sup>2</sup>; Ana Karolina Lacerda Lobo<sup>2</sup>; Adriangela Romero<sup>1</sup>, Maria Angélica Acosta Pérez<sup>1</sup>, Wanessa K. Lima<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Fundación Universidad de América


<sup>2</sup>LOTEP Laboratorio de Operações e Tecnologias Energéticas Aplicadas na Indústria do Petróleo, Faculty of Petroleum Engineering, Federal University of Pará, Salinópolis, Brazil.

Recibido: 25 de marzo, 2022. Aprobado: 15 de noviembre, 2022. Versión final: 25 de noviembre, 2022.

### Resumo

A implementação e aperfeiçoamento dos métodos de recuperação da produção em campos maduros pode ser considerada uma das formas mais eficazes de se obter uma maior independência e maior duração da produtividade de um poço ou campo petrolífero. O objetivo deste trabalho é avaliar a injeção de CO<sub>2</sub> miscível como um método avançado de recuperação de petróleo (EOR) em um estudo de caso sintético para um campo do pré-sal brasileiro. Usando os dados de perfuração total de fluidos e o modelo CMRT, o estudo foi realizado utilizando um intervalo temporal do ano de 2016 até o ano de 2024. Dados como o volume de controle do reservatório foi utilizado para modelar o poço injetor representando a injeção total. Posteriormente, o modelo é corrigido pelo método de Koval e estima-se os fluidos obtidos para o período de 2025 à 2036. Por fim, foi efetuada uma comparação entre a produção dos dois cenários e os resultados, para esse período, com o modelo de injeção de CO<sub>2</sub> mostraram uma produção incremental de petróleo de 3865.543 BO em relação ao cenário de injeção de água.

**Palabras clave:** Recuperação Avançada de Petróleo (EOR), CRMT, Dióxido de Carbono, Método Koval, Miscibilidade.

**Como citar:** Quevedo-Moyano, L. M., Hernandez-Cuberos, J. E., González-Melo, D., Guerrero-Martin, L. E., Lacerda Lobo, A. K., Romero, A., Acosta Pérez, M. A. & K. Lima, W. (2022). Avaliação da injeção de co<sub>2</sub> miscível como estratégia de recuperação avançada de petróleo usando o método koval: caso de estudo pré-sal Brasileiro. *Fuentes, el reventón energético*, 20(2), 65-73. <https://doi.org/10.18273/revfue.v20n2-2022006> 

## Resumen

La implementación y mejora de métodos de recuperación de producción en campos maduros puede considerarse una de las formas más efectivas para obtener una mayor independencia y duración de la productividad en un pozo o campo petrolero. El objetivo de este trabajo es evaluar la inyección de CO<sub>2</sub> miscible como método avanzado de recuperación de petróleo (EOR) en un estudio de caso sintético para un campo presalino brasileño. Usando los datos de perforación de fluido total y el modelo CMRT, el estudio se realizó utilizando un intervalo de tiempo desde el año 2016 hasta el año 2024. Datos como el volumen de control del yacimiento se utilizaron para modelar el pozo de inyección que representa la inyección total. Posteriormente, se corrige el modelo por el método de Koval y se estiman los fluidos obtenidos para el periodo de 2025 a 2036. Finalmente, se realizó una comparación entre la producción de los dos escenarios y los resultados, para ese periodo, con el modelo de CO<sub>2</sub> inyección mostró una producción de petróleo incremental de 3865,543 BO sobre el escenario de inyección de agua.

**Palabras clave:** Recuperación Avanzada de Petróleo (EOR), CRMT, Dióxido de Carbono, Método Koval, Miscibilidad.

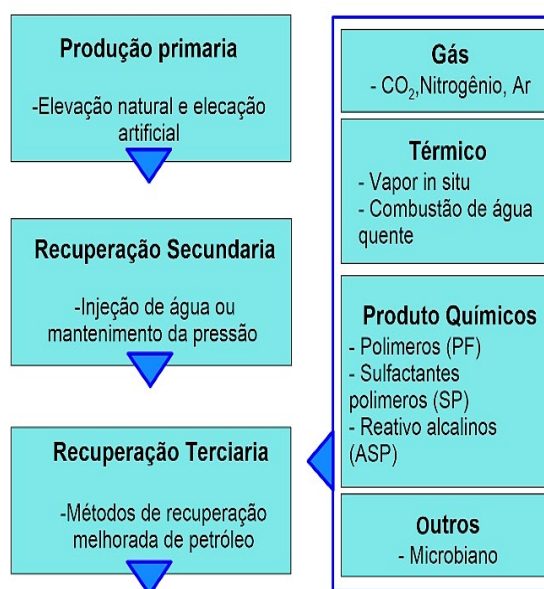
## Abstract

The implementation and improvement of production recovery methods in mature fields can be considered one of the most effective ways to achieve greater independence and longer productivity of a well or oilfield. The objective of this work is to evaluate the injection of miscible CO<sub>2</sub> as an advanced method of oil recovery (EOR) in a synthetic case study for a Brazilian pre-salt field. Using total fluid drilling data and the CMRT model, the study was conducted using a time interval from 2016 to 2024. Data such as the volume of control of the reservoir was used to model the injector well representing the total injection. Subsequently, the model is corrected by Koval's method, and the fluids obtained for the period 2025 to 2036 are estimated. Finally, a comparison was made between the production of the two scenarios and the results, for this period, with the CO<sub>2</sub> injection model showed an incremental oil production of 3865,543 BO in relation to the water injection scenario.

**Keywords:** Enhanced Oil Recovery (EOR), CRMT, Carbon Dioxide, Koval Method, Miscibility.

## 1. Introdução

O petróleo é a principal matéria prima para a geração de energia mundial e quando analisada a produção de petróleo nos últimos anos, é observado que existe um incremento na demanda desse commodity [1], sendo assim, é possível observar que o consumo energético do mundo está atrelado ao aumento da produção de petróleo, conseqüentemente, é necessário que a indústria do petróleo incremente o fator de recuperação de óleo. Diante disto, a produção e incremento de fator de recuperação pode ser classificado em três, segundo as características do reservatório e dos fluidos que se encontram nele [2].



**Figura 1** - Resumo dos Métodos de Produção e recuperação.  
Fonte: Os autores.

Na produção primária, os reservatórios apresentam energia necessária e de forma natural para fazer com que os fluidos sejam deslocados até o poço. Neste caso a  $P_{wf}$  (pressão de fundo de poço) é suficiente para que os fluidos sejam elevados através da surgência, todavia, a recuperação secundária não oferece energia suficiente para produzir os fluidos, isto significa que há necessidade de injetar água e/ou gás para acrescentar ou manter a pressão de reservatório para incrementar o fator de recuperação; e por último, a recuperação terciária ou recuperação avançada de petróleo (EOR pelas suas iniciais na língua inglesa) plantea a injeção de substâncias para modificar quimicamente o óleo e, conseqüentemente, incrementar o fator de recuperação do reservatório [2,20].

Diante disto, existem diversos métodos EOR e os que mais se destacam são: a recuperação química de petróleo (CEOR), recuperação térmica de petróleo (TEOR), recuperação de petróleo usando microrganismos (MEOR) e a recuperação de petróleo através da injeção de gases miscíveis ou imiscíveis. Contudo, é necessário estudar qual o melhor método de recuperação melhorada, tendo em vista a viabilidade técnica e financeira, visando a rentabilidade da companhia para um determinado campo no qual o método será aplicado [3-5].

Por outra parte, uma das maiores preocupações que se tem atualmente é em relação aos gases contaminantes gerados pela atividade humana, levando em conta, que a emissão de gases como o  $CO_2$ ,  $CH_4$  e  $NO_x$  são altamente prejudiciais para a humanidade e contribui, exacerbadamente, para o processo de mudanças climáticas. Cerca de um terço de todas as emissões de  $CO_2$  da atividade humana vêm de combustíveis fósseis usados para gerar eletricidade, e cada usina pode emitir milhões de toneladas de  $CO_2$  a cada ano [7,8]. Diante disto, é necessário mitigar o impacto da emissão de  $CO_2$ , por isto, na indústria do petróleo se tem usado como alternativa, uma solução interessante como é a captura, transporte e, posteriormente, a injeção de  $CO_2$  nos reservatórios de petróleo [9,10].

A injeção de  $CO_2$  divide-se em dois, a injeção miscível e a injeção imiscível, sendo a miscível a mais comum, neste tipo de recuperação é necessário ajustar e conhecer a pressão de miscibilidade, sendo a pressão mínima de miscibilidade (PMM) um fator importante para o processo. É importante clarificar que, quando a pressão do reservatório está acima da PMM, a miscibilidade entre o  $CO_2$  e o óleo do reservatório pode ser obtido com o tempo, a medida em que ocorre o

deslocamento. Os hidrocarbonetos de peso molecular médio e alto do reservatório vaporizam-se no  $CO_2$  injetado e se dissolve no óleo (processo de impulsão por gás de vaporização) e parte do  $CO_2$  injetado é dissolvido no óleo (processo de impulsão por gás de condensação) [11].

Esta transferência de massa entre o óleo cru e o  $CO_2$  permite que as duas fases sejam completamente miscíveis sem nenhuma interfase e isto contribuirá para o desenvolvimento de uma zona de transição que é miscível com os dois fluidos, como pode ser observado na Figura 2 [12,13]. Perante o exposto, existem diferentes metodologias para avaliar a eficiência do processo de recuperação avançada, entre os quais se encontram os métodos numéricos computacionais e os métodos analíticos. Dentre os métodos analíticos, o que mais se destaca é o método de Koval e ele consiste na interpretação da produção de petróleo em escala, mediante o deslocamento miscível pela injeção de um dissolvente. A explicação física do fenômeno é dada pela razão de mobilidade e a heterogeneidade do reservatório, simplificando os cálculos de recuperação avançada de petróleo ao transformar o reservatório original em um reservatório com capas totalmente uniformes, em equilíbrio vertical e um deslocamento similar ao de um pistão, empregando as capacidades de armazenamento e fluxo [14,15].

A razão deste trabalho é verificar a possibilidade de incremento da produção de petróleo em reservatórios maduros por meio da injeção de gás, ocasionando na redução de emissões de  $CO_2$  na atmosfera. Esta aplicação teria impactos positivos pois está relacionada à possibilidade de extração do óleo remanescente no reservatório, estendendo o período de uso do projeto, o que acarretaria na ampliação dos benefícios econômicos e sociais, por conseguinte, melhoraria a qualidade do meio ambiente uma vez que iria diminuir as emissões de dióxido de carbono na atmosfera, reduzindo o efeito estufa.

## 2. Metodología

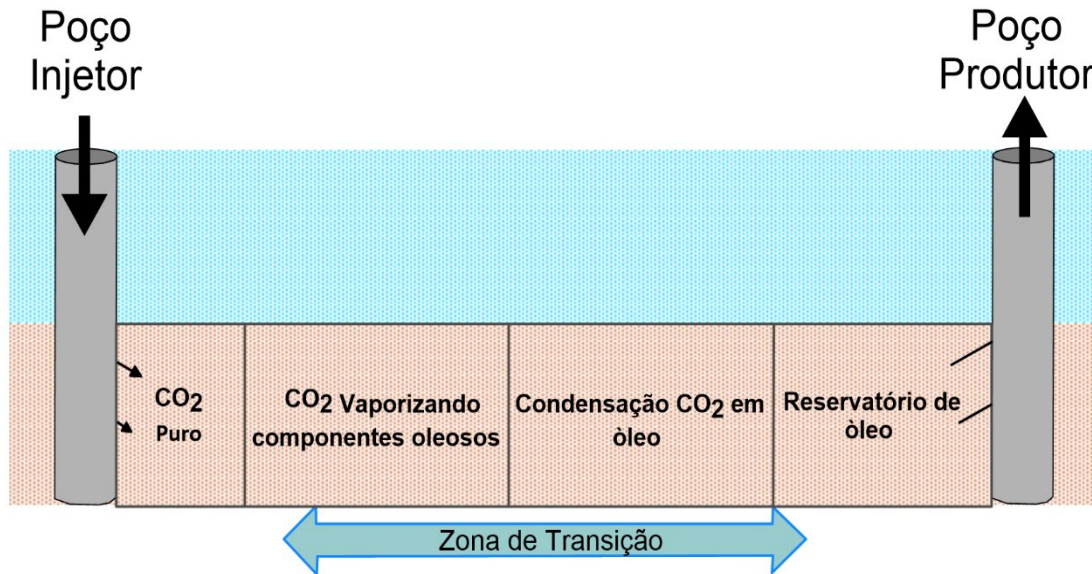
Esse trabalho é desenvolvido tendo em conta como base de investigação o método Koval combinado com o modelo de capacitância/resistência onde a análise é feita sobre um campo completo com só um volume de controle (CRMT) que inclui o modelo de fluxo fracionado. A partir do CRMT, a contribuição da injeção em cada poço produtor pode ser caracterizada e para estimar o volume poroso ( $V_p$ ) injetado em um

core, usa-se o modelo de Koval. Por outro lado, o enfoque de Koval prediz o corte de água e, por esse motivo, a produção de petróleo para o CRMT pode ser separada, podendo ser utilizada para otimizar a taxa de petróleo. A Equação 1 evidencia o modelo usado para determinar a injeção em um determinado intervalo de tempo.

$$q_k = \left[ \left( 1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} \right) \left( f l_k - J \tau \frac{p_{wf}^{(k-1)} - p_{wf}^{(k-1)}}{\Delta t} + q_{(k-1)} e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} \right) \right] \quad (1)$$

Além disso, parâmetro essencial especificado na Equação 3, é o fator de Koval ( $K_v$ ) que combina a relação de viscosidade efetiva e o efeito da heterogeneidade.

$$K_{val} = H_k * E \quad (3)$$



**Figura 2.** Zona de transição de fluidos miscíveis num reservatório de petróleo (Modificado de Verma, 2015).

Deste modo, o fator de Koval descreve a heterogeneidade do reservatório e o contraste do modelo fluido-viscosidade em um deslocamento miscível no estado instável.

A metodologia descreve o fenômeno de conificação a partir do fator do contraste de viscosidade ( $E$ ) mostrada na Equação 2 e o efeito da heterogeneidade do reservatório ( $H_k$ ). A relação da viscosidade efetiva ( $E$ ) deve levar em conta a mistura local e o fator de heterogeneidade  $H_k$ , que corrige a relação da viscosidade para a heterogeneidade local do meio [14].

$$E = \left[ 0.78 + 0.22 * \left( \frac{\mu_o}{\mu_s} \right)^{1/4} \right]^4 \quad (2)$$

Por outra parte, a equação paramétrica permite utilizar o foco desse método para a coincidência histórica nas quais os parâmetros ( $K_{oval}$  e o  $V_p$ ) são estimados. Quanto maior é o  $K_v$ , maiores serão os efeitos da heterogeneidade e/ou a viscosidade que irão prejudicar o deslocamento do fluido Eq. 4 [13]. Em concordância com toda a explicação anterior, foi selecionado o modelo analítico de Koval para estimar a recuperação de petróleo obtida implementando a injeção de CO<sub>2</sub> miscível, portanto, é fundamental controlar o fenômeno de Interdigitação altamente viscosa para ter um deslocamento eficiente e não produzir por um tempo prolongado óleo e solvente, priorizando sempre a produção de petróleo cru.

$$f_{desplix=1} = \left\{ \begin{array}{ll} 0, & t_D > \frac{1}{K_{val}} \\ K_{val} - \frac{\sqrt{\frac{K_{val}}{t_D}}}{K_{val}-1}, & \frac{1}{K_{val}} < t_D < K_{val} \\ 1, & t_D > K_{val} \end{array} \right\} \quad (4)$$

Para conseguir aplicar EOR com CO<sub>2</sub>, deve-se conhecer o recurso de petróleo objetivo (quantidade de petróleo que fica no reservatório depois do esgotamento da recuperação através dos processos primários e secundários); o deslocamento miscível é susceptível aos problemas com derivação de fluido (deslocamento de perfil desigual), o que pode conduzir a um avanço do solvente e a uma baixa eficiência de deslocamento do óleo [15]. Assim, a seguir, na Tabela 1 e Tabela 2, encontram-se os dados sintéticos para a análise neste trabalho. Desta maneira, foram utilizados os dados descritos nessas tabelas para a análise do fator de recuperação incremental com o método Koval.

**Tabela 1.** Dados Sintéticos de Produção

Dados sintéticos	
Fluxo de CO <sub>2</sub> injetado (BSPD)	17535,2
Fluxo de Água Injetada (BWPD)	15248
Viscosidade do óleo Cru ( cP)	1,2
Viscosidade da Água ((cP)	0,318
Viscosidade do ( cP)	0,05094
Fator volumétrico do petróleo ((bblR/bbLS)	1,32
Fator volumétrico da água ( (bblR/bbLS)	1

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da bibliografia.

**Tabela 2.** Dados sintéticos de propriedades do reservatório.

Propiedades do reservatorio	
Permeabilidade k(mD)	8.6
Espesor h (ft)	360.892
Pressão do reservatório (psi)	8325
Pressão de de fundo de poço Pwf (psi)	7760
Grau API°	21
Temperatura do reservatório (F°)	173.48
Compressibilidade da Rocha (Cf) ()	3.98x
Saturação de petróleo inicial So	1.8

Fonte: Modificado de Guerrero Martin, C. A. (IMA / UFRJ. (2018). Estimativa da Precipitação de Asfaltenos sob Condições de Reservatório a partir de Ensaio na Pressão Atmosférica Usando Aditivos para Aumentar a Produção de Petróleo. p 96 [16].

### 3. Resultados e Discussões.

O ajuste do modelo Koval é, em especial, descrito em gráficos, sendo necessário uma análise breve para a determinação do possível volume poroso e valores do fator Koval. Para haver a determinação da fração de dióxido de carbono produzida por cada relação injetor-produtor, com base no modelo de Koval, deve-se primeiro determinar as constantes de Koval para cada par e isso é efetuado quando se leva em consideração o valor de heterogeneidade encontrado no ajuste histórico (HK) e o valor da razão de viscosidade efetiva (E).

Tendo em vista a análise dos dados obtidos com o modelo de Koval e, levando em conta os resultados evidenciados nas Figuras 3, 4, 5 e 6, é possível desenvolver as seguintes considerações: para se fazer uma validação correta do método de avaliação da injeção de CO<sub>2</sub>, que possua menos erros associados ao ajustamento histórico, recomenda-se fazer uma seleção do conjunto de dados sintéticos consistentes e coerentes em termos de produção total de fluidos, ou seja, uma correlação mais precisa do corte da água [16-18].

O processo de ajuste histórico de óleo e água no método de Koval, é desenvolvido com o objetivo de encontrar o fator Koval de ajuste, onde a partir dele é possível encontrar um valor para a heterogeneidade, que será constante durante a previsão e permitirá determinar os fatores Koval, levando à estimativa do fluxo de petróleo produzido, devido ao processo de injeção instável e isto serve para validar se esta metodologia é aplicável em um estudo de caso real, como é possível observar nas figuras 3 e 4.

É possível, também, analisar (Fig. 5) que o cenário de injeção atinge um aumento na proporção de óleo produzido em relação ao caso base, o que cumpre a teoria de injeção de dióxido de carbono, que implica em dizer que esse processo de injeção ocasiona no aumento do óleo produzido. [13,22]

Na figura 4, observa-se que a produção total calculada é mais linearizada enquanto a produção sintética possui picos de baixo no ano de 2018 e pico de alta no ano de 2020/2021 e isso se deve ao fato do erro na

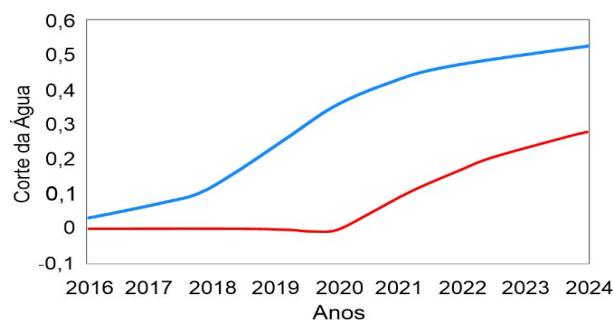


estimação da produção de fluidos pelo modelo CMRT e pela seleção de dados sintéticos correlacionados.

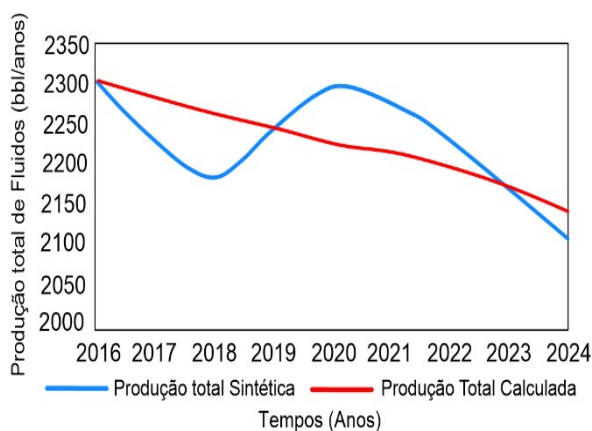
Como pode ser evidenciado nas figuras 5 e 6, o ajustamento histórico foi realizado de 2016 para 2024, com um erro de 354,5 BPD de fluidos totais, e a previsão foi realizada até 2036 para os dois cenários. Os resultados durante esse período com o modelo de injeção de CO<sub>2</sub> produziram uma produção incremental de óleo de 3865,543 BO sobre o cenário de injeção de água, o que comprova a maior efetividade da injeção de CO<sub>2</sub> [19,20]. O que descreve isso são os processos de deslocamento miscível que são caracterizados pela dedilhação de solvente no óleo, sendo ele provocado pelas diferenças de viscosidade. Esse efeito prevê a recuperação e o corte de solventes em função dos volumes porosos de solventes injetados.

Diante do exposto, a heterogeneidade do reservatório calculada foi de 15,37, este parâmetro indica que a conectividade entre o poço que simula todos os injetores e o poço que representa os produtores é reduzida, ou seja, a injeção do fluido em deslocamento se reflete em menor medida nos poços produtores, sendo assim, a relação entre a permeabilidade efetiva e a porosidade no volume de controle não é ótima. De acordo com Koval, existem algumas evidências que apontam para uma relação entre o fator heterogeneidade e a variação de permeabilidade Dykstra-Parsons, e essa relação faz previsão de desempenho para processos de movimento miscíveis em possíveis reservatórios, o que demonstra concordância com a teoria para os dados correlacionados (Fig. 3 e Fig. 5) [21,23].

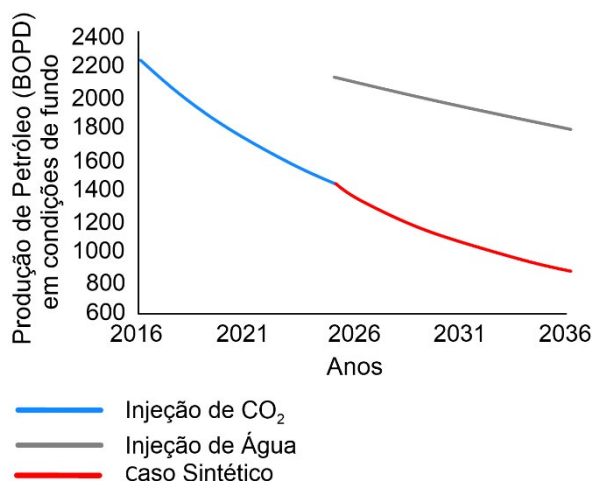
O método do fator Koval prediz, de maneira satisfatória, a interação heterogênea em dedilhamento de viscosidade usando o produto do fator de heterogeneidade e a razão de viscosidade efetiva [24,28].



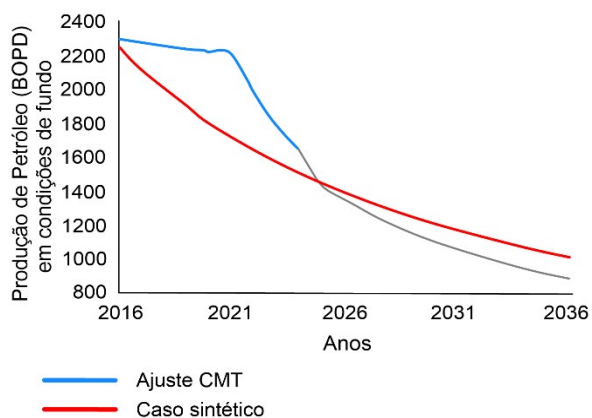
**Figura 3** - Comportamento do fator Koval  
Fonte: Os autores.



**Figura 4** - Erro na estimação da produção de fluidos pelo modelo CMRT.  
Fonte: Os autores.



**Figura 5** - Produção de petróleo.  
Fonte: Os autores.



**Figura 6** - Vazão de petróleo vs Tempo.  
Fonte: Os autores.

#### 4. Considerações Finais

O CO<sub>2</sub> desestabiliza o petróleo bruto e, por conseguinte, precipita os asfaltenos, então se torna necessário verificar a composição deste óleo através de uma análise SARA (saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos) adequada antes de tomar a decisão de utilizar o método e, assim, evitar um grande inconveniente, despesas e dano à formação.

A injeção de dióxido de carbono como uma recuperação melhorada, é um método que pode tornar-se uma alternativa atraente, graças aos benefícios ambientais que traz, pois, este gás pode ser armazenado no reservatório, durante e após a produção, dando-lhe uma utilização adequada, reduzindo a sua quantidade na atmosfera.

Para reduzir o erro no ajuste histórico através do modelo de capacidades resistivas, é aconselhável aplicar o modelo CRMIP, que considera as relações injetor-produtor separadamente para determinar a conectividade dos poços e a heterogeneidade de cada volume de controle, obtendo um fluxo total de fluidos e fracções de água e óleo mais precisos. Além disso, isto permite um cálculo que tem em conta os períodos não produtivos dos poços, bem como a sua respectiva análise, conseguindo considerar o fator de redistribuição dos fluidos de fundo de poço.

O modelo de fluxo fracionário Koval é capaz de determinar o corte de água dos poços e, assim, determinar as vazões de óleo e água utilizando apenas dados de produção do campo, este modelo reduz a precisão de seus resultados quando aplicado a campos com alta produção de água, obtendo uma melhor performance quando o corte de água é inferior a aproximadamente 0.5.

#### 5. Referências

- [1] Ahmadi, M. A., Pouladi, B., & Barghi, T. (2016). Numerical modeling of CO<sub>2</sub> injection scenarios in petroleum reservoirs: application to CO<sub>2</sub> sequestration and EOR. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 30, 38-49.
- [2] Almobarak, M., Wu, Z., Zhou, D., Fan, K., Liu, Y., & Xie, Q. (2021). A review of chemical-assisted minimum miscibility pressure reduction in CO<sub>2</sub> injection for enhanced oil recovery. *Petroleum*.
- [3] Austad, T. (2013). Water-based EOR in carbonates and sandstones: new chemical understanding of the EOR potential using “smart water”. In *Enhanced oil recovery Field case studies* (pp. 301-335). Gulf Professional Publishing.
- [4] Báez-Serrano, B. J., Montealegre-Peña, D. A., Castro-García, R. H., Ardila-Moreno, M., & Suárez-Barbosa, A. F. (2020). Alternativas para el monitoreo en línea de soluciones poliméricas en procesos EOR. *Fuentes, El reventón energético*, 18(2), 45–56. <https://doi.org/10.18273/revfue.v18n2-2020003>
- [5] Beltrán Ladino, G. A., & Carvajal Hernández J. S. (2018). Mejoramiento de un programa informático para la selección de nuevas tecnologías de control de arena de tipo mecánico en campos operados por Ecopetrol S.A. *Fuentes, El reventón energético*, 17(1), 55–69. <https://doi.org/10.18273/revfue.v17n1-2019006>
- [6] Blackwell, R. J., Rayne, J. R., & Terry, W. (1959). Factors influencing the efficiency of miscible displacement. *Transactions of the AIME*, 217(01), 1-8.
- [7] Cadena-Triana, L. M., Campos Padilha Lopes, M., Guerrero-Martin, L., Montes-Páez, E., & Guerrero-Martin, C. (2021). Assessment of use of concentrated solar power technology for steam generation and subsequent injection in a Colombian oil field: an application of solar EOR. *Dyna*, 88(217), 220-227.
- [8] Cao, F., Luo, H., & Lake, L. W. (2015). Oil-rate forecast by inferring fractional-flow models from field data with Koval method combined with the capacitance/resistance model. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 18(04), 534-553.
- [9] Chitsiripanich, Soros. Field application of capacitance – resistance models to identify potential location for infill drilling. Tesis de maestría. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2015.

- [10] Cotia, D. M. R. Análise da Recuperação Avançada de Óleo Através da Injeção de CO<sub>2</sub> Alternado com Água sob Incerteza Geológica. Danielle Marques Raposo Cotia. Projeto de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ/ Escola Politécnica. Rio de Janeiro, 2012.
- [11] Davison, J., Freund, P E Smith, A.” Putting Carbon Back in the Ground”, published by IEA Greenhouse Gas R & D Programme, Cheltenham, U.K., ISBN1 89837328, 2001.
- [12] Dykstra, H. & Parsons, R. L.: Secondary Recovery of Oil in the United States, Second Ed. (1950) 160.
- [13] Emadi, A., Sohrabi, M., Jamiolahmady, M., Ireland, S., & Robertson, G. (2011). Reducing heavy oil carbon footprint and enhancing production through CO<sub>2</sub> injection. *Chemical Engineering Research and Design*, 89(9), 1783-1793.
- [14] Guerrero Martin, C. A. (IMA / UFRJ. (2018). Estimativa da Precipitação de Asfaltenos sob Condições de Reservatório a partir de Ensaios na Pressão Atmosférica Usando Aditivos para Aumentar a Produção de Petróleo [Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ Instituto de Macromoléculas Professora Eloisa Mano – IMA] <http://objdig.ufrj.br/64/teses/881919.pdf>
- [15] Houghton, J.T., Ding, Y., Griggs, D.J., Noguer, M., Van Der Linden, P.J., Dai X., Maskel, K. E Johnson, C.A.: *Climate Change 2001: Working Group I: “The Scientific Basis”*., 2001.
- [16] J. A. D. Rosa, A. J. Carvalho and R. D. S. Xavier, “Petroleum Reservoir Engineering,” Rio de Janeiro, 2006.
- [17] Koval, E. J. (1963). A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(02), 145-154.
- [18] Lake, L. W. *Enhanced oil recovery*. Englewood Cliffs, N.J., Ed. Prentice Hall. 1989.
- [19] Lima, Nicolle Miranda de. Métodos de recuperação em reservatórios carbonáticos. Monografia de graduação em engenharia de petróleo. Universidade Federal Fluminense. Rio de Janeiro. Niterói – RJ, 2013. Disponível em: . Acesso em: 07 Set. 2020.
- [20] Lizcano-Nino, J., Ferreira, V. H. de S., & Moreno, R. B. Z. L. (2020). Soluciones HPAM de baja concentración como método de reducción de la retención de polímeros en CEOR. *Fuentes, El reventón energético*, 18(1), 75–92. <https://doi.org/10.18273/revfue.v17n1-2020008>
- [21] Medina Casas, M. P., Gutiérrez Ramírez, A. M., Amorin Figueroa, M. P., Escobar Macualo, F. H., & Guerrero Martin, C. A. (2019). Selección de campos para la implementación de solar EOR como proceso térmico de recobro mejorado en Colombia. *Fuentes, El reventón energético*, 17(2), 27–37. <https://doi.org/10.18273/revfue.v17n2-2019004>
- [22] Nascimento, C. A. O., & Moro, L. F. L. (2011). Petróleo: energia do presente, matéria-prima do futuro? *Revista USP*, (89), 90-97. <https://doi.org/10.11606/issn.2316-9036.v0i89p90-97>
- [23] Ravagnani, A. T. F. S. G. Modelagem Técnico-Econômico de Sequestro de CO<sub>2</sub> Considerando Injeção em Campos Maduros. Ana Teresa Ferreira da Silva Gaspar Ravagnani. Tese de Doutorado. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. São Paulo, 2007.
- [24] Romero-Zerón, L. (Ed.). (2012). Introduction to enhanced oil recovery (EOR) processes and bioremediation of oil-contaminated sites. *BoD–Books on Demand*.
- [25] Sheng, J. J. (2010). *Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice*. Gulf Professional Publishing.



- [26] Thomas, Jose Eduardo (org.). Fundamentos de engenharia de petróleo. Rio de Janeiro: Editora Interciência, PETROBRAS 2001. Disponível em: Acesso em: 01 jun. 2020.
- [27] Verma, M. K. (USGS). (2015). Fundamentals of Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery (CO<sub>2</sub>-EOR)—A Supporting Document of the Assessment Methodology for Hydrocarbon Recovery Using CO<sub>2</sub>-EOR Associated with Carbon Sequestration. <https://pubs.usgs.gov/of/2015/1071/pdf/ofr2015-1071.pdf>
- [28] Zucatelli, Salvalaio e Meneguelo / Latin American Journal of Energy Research (2016) v. 3, n. 1, p. 17–24.