

ESTUDO DO AJUSTE DE HISTÓRICO ASSISTIDO EM UM MODELO DE RESERVATÓRIO HETEROGÊNIO DE ÓLEO PESADO DA BACIA POTIGUAR

Nathan Adatao Jales Pinheiro ¹

Andréa Francisca Fernandes Barbosa ²

Jardel Dantas da Cunha ³

Orientador do Trabalho: Antonio Robson Gurgel ⁴

RESUMO

Em simulação numérica de reservatórios de petróleo, ajustes de histórico satisfatórios podem auxiliar na implementação de projetos eficientes para o aumento do fator de recuperação. Desta forma, este trabalho consiste em estudos de ajuste de histórico automatizado em um reservatório de óleo pesado com características semelhantes às encontradas na Bacia Potiguar do nordeste brasileiro. O trabalho apresenta um modelo de reservatórios de óleo pesado construído com dimensões de 100 metros de comprimento e de largura e 30 metros de profundidade, com malha de $\frac{1}{4}$ de *five spot* invertido. O simulador utilizado foi o *tNavigator* da empresa *Rock Flow Dynamics*. Os parâmetros utilizados para a análise foram a permeabilidade média horizontal da formação; razão entre a permeabilidade vertical e horizontal ($\frac{K_v}{K_h}$); porosidade média da formação; saturação residual do óleo; expoentes do modelo analítico de Corey para a água e para o óleo. A variável para o ajuste da função objetivo foi a vazão de óleo do histórico de produção. Foram realizadas 203 simulações utilizando o algoritmo de otimização *Response Surface* para um tempo de produção de três anos. Dentre os resultados obtidos, foi possível observar melhorias significativas no ajuste de histórico para valores de permeabilidade média e de porosidade de 2951,3 mili-Darcy e 27,85%, respectivamente. Por outro lado, o estudo mostrou que nos casos em que se verificou valores menores da razão $\frac{K_v}{K_h}$ bem como da saturação de óleo residual houveram aumentos na produção de óleo, contribuindo para melhoraria no ajuste do modelo de reservatório aos dados de produção.

Palavras-chave: Ajuste de histórico assistido, Reservatórios de óleo pesado, Simulação numérica.

INTRODUÇÃO E REFERENCIAL TEÓRICO

A simulação numérica é uma ferramenta caracterizada por ser bastante utilizada no gerenciamento de reservatórios. As principais decisões para o desenvolvimento dos campos de

¹ Graduando do Curso de Interdisciplinar em Ciência e Tecnologia da Universidade Federal Rural do Semi-Árido - UFERSA, nathanjales@outlook.com;

² Professor : Dr, Universidade Federal Rural do Semi-Árido-UFERSA, andrea.quimica@gmail.com;

³ Professor : Dr, Universidade Federal Rural do Semi-Árido-UFERSA, jardel.dantas@ufersa.edu.br;

⁴ Professor orientador: Prof. Dr. Antonio Robson Gurgel, Universidade Federal Rural do Semi-Árido-UFERSA, robsongurgel@edu.br.

petróleo de grandes companhias no seguimento costumam também estar baseadas no uso de simulação numérica (GILMAN; OZGEN, 2013).

Define-se ajuste de histórico como o processo no qual os dados inseridos em um modelo de reservatórios são modificados para promover o ajuste de determinados parâmetros tais como vazões de óleo, gás e água, ou ainda, pressões, traçadores e temperaturas. As variáveis de entrada podem ser a permeabilidade da formação, propriedades dos fluidos e descrições geológicas da formação de subsuperfície.

Caers (2005) relata que a proposta do ajuste de histórico não se restringe somente ao ajuste de dados ao modelo, mas que ele seja também capaz de fazer previsões de produção dentro de tolerâncias aceitáveis.

Segundo Schiozer; de Sousa; Maschio (2008) o processo de ajuste de histórico tradicional pode ser dividido em três categorias principais: manual, automático e assistido. Ainda de acordo com os autores, o ajuste manual possui vantagem de minimizar o esforço computacional resultante da diminuição do número de simulações. Como desvantagem, pode-se citar o esforço exigido do profissional encarregado do ajuste. Essa desvantagem tende a crescer com o aumento dos graus de liberdade do problema. O que pode ocorrer devido ao aumento no número de parâmetros que devem ser analisados.

O ajuste automático surgiu como alternativa para contornar os problemas gerados pelo ajuste manual. Entretanto, sua aplicação tornou-se muito limitada devido a existência de vários problemas com características muito distintas associado ao grande esforço computacional requerido a este tipo de ajuste.

Como forma de aproveitar as vantagens provenientes das técnicas de ajustes de históricos anteriormente descritas, foi desenvolvido o ajuste de histórico assistido. Ela consiste em escolher de forma adequada os atributos associados aos seus limites de incerteza. Além disso, a divisão de problemas complexos em problemas menores, bem como o uso de metodologias que utilizem análises de sensibilidade para a identificação dos parâmetros mais relevantes para cada etapa de análise, também fazem parte da técnica (SCHIOZER; DE SOUSA; MASCHIO, 2008).

Desta forma, este trabalho tem como foco o estudo de ajuste de histórico de um campo de óleo pesado com características similares às encontradas na região da Bacia Potiguar pertencente ao nordeste brasileiro com o propósito de encontrar, por meio de simulações numéricas do reservatório e dos seus parâmetros inseridos, os melhores casos que possam resultar no ajuste satisfatório para o modelo em questão.

METODOLOGIA

Para a este trabalho, foi desenvolvido um modelo de reservatório semissitético heterogêneo de óleo pesado com características semelhantes as encontradas na Bacia Potiguar do nordeste brasileiro. Foi utilizado o simulador *tNavigator* na versão 20.4 da empresa *Rock Flow Dynamics* e todos os procedimentos realizado no simulador foram obtidos através dos manuais fornecidos pela empresa (ROCK FLOW DYNAMICS, 2018a, 2018b, 2018c). Foram inseridos os parâmetros necessários para a construção do modelo dinâmico composto por: dados de permeabilidade, porosidade, curvas de saturação de fluidos, dimensões do reservatório e dados de equilíbrio. A Figura 01 mostra o modelo dinâmico (modelo-base) com o mapa de saturação de óleo e as dimensões especificadas.

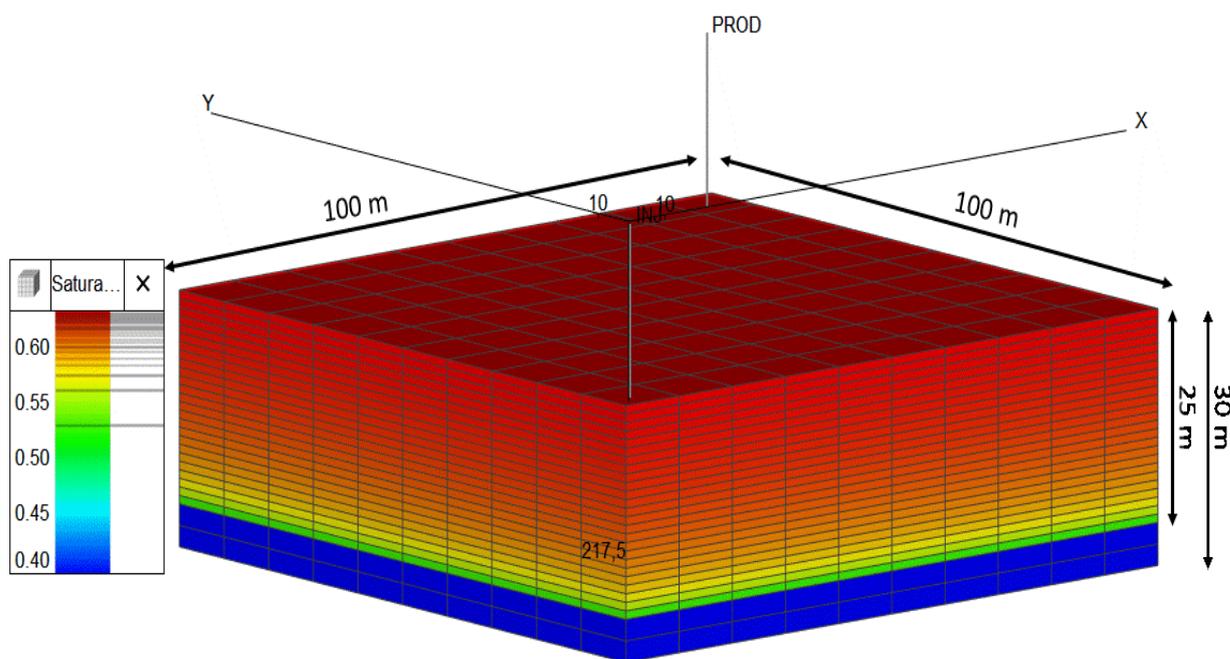


Figura 1 – Modelo numérico de reservatório de óleo pesado.

Conforme pode ser observado na Figura 1, a espessura do reservatório é de 30 metros (m), sendo 25 m de zona produtora de óleo e 5 m de zona de água. O esquema de injeção é do tipo $\frac{1}{4}$ de *five spot* invertido com um poço injetor e outro produtor. O poço de injeção foi fechado para que fosse realizado o ajuste de histórico somente no poço de produção.

As propriedades rocha-fluidos e o número de blocos do modelo-base estão apresentados na Tabela 1:

Tabela 1 - Dados rocha-fluidos e tamanho dos blocos do modelo-base.

Propriedade	Valor
Temperatura do reservatório (°C)	40
Pressão do reservatório (bar)	19
Profundidade do topo (m)	200
Permeabilidade média da formação horizontal (Kh – miliDarcy (mD))	1000,15
Permeabilidade da formação vertical (Kv - mD)	100
Porosidade média da formação (%)	26
Compressibilidade média da formação (bar)-1	5x10-5
Saturação média de óleo no topo da zona de óleo	63%
Viscosidade do óleo (P,T) (cp)	2645
Tamanho dos blocos (x,y)	10;10
Tamanho dos blocos (z)	1; 2,5

O modelo de óleo pesado foi gerado utilizando o módulo *PVT Designer*. Ele foi construído com os dados similares disponíveis nos trabalhos de Gurgel et al. (2017).

A composição molar do modelo e os dados de viscosidade do óleo em função da temperatura estão nas Tabelas 2 e 3.

A equação de estado de Peng Robinson (1976) foi utilizada para a modelagem dos fluidos. Para a viscosidade, foi adotado o modelo LBC (LOHRENZ; BRAY; CLARK, 1964).

Tabela 2 – Dados da fração molar e de viscosidade do modelo de fluidos.

Componentes	% Fração molar	Componentes	% Fração molar
CO2	0,250	IC5	0,038
N2	0,340	NC5	0,048
C1	9,535	C6	0,048
C2	0,170	C7	0,067
C3	0,260	C8	0,097
IC4	0,096	C9	0,0381
NC4	0,125	C10+	88,885

Para o pseudocomponente C10+ foi utilizada a correlação de Riazi; Daubert (1987)

com massa molar de $300 \frac{\text{Kilograma (Kg)}}{\text{Kilograma-mol (Kgmol)}}$.

Tabela 3 – Dados de viscosidade do modelo de fluidos.

Viscosidade em centipoise (cP) a 1,0325 bar de pressão	Temperatura (°C)
23028	7,22
2645	26,67
1000	37,8
363	51,67
158	65,56
44,2	93,33
8,8	148,9
3,26	204,444
1,62	260
0,94	315,56
0,74	343,43

Onde, o valor de 2645 cP representa o valor da viscosidade para a temperatura ambiente de 26,67 °C.

As curvas de permeabilidade relativa para o sistema água-óleo e gás-líquido foram obtidas a partir dos modelos analíticos de Corey no *PVT Designer* estão dispostas nas figuras 2. É importante destacar que neste sistema se considera que a rocha é molhável pela água.

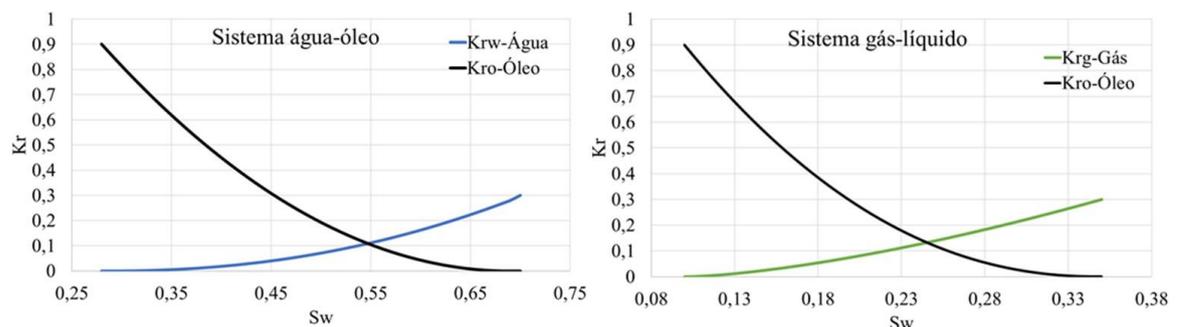


Figura 2 – Curvas de permeabilidade relativa para o sistema água-óleo e gás-líquido.

A etapa seguinte consistiu na importação de um histórico de vazão para três anos de produção.

Os parâmetros utilizados neste trabalho e seus limites máximo e mínimo estão resumidos na tabela 4 a seguir:

Tabela 4 – Parâmetros base, mínimo e máximo utilizados nos experimentos.

Parâmetros	Nível -1	Nível 0	Nível +1
Porosidade média da formação ($\Phi\%$)	22	26	30
Permeabilidade média da formação horizontal (Kh)	-	1000	3000
Razão entre a permeabilidade vertical e horizontal ($\frac{K_v}{K_h}$)	0,01	0,1	1
Saturação residual do óleo (S_{or})	0,16	0,21	0,30
Expoentes do modelo analítico de Corey para óleo (N_{ow})	1,5	2	4
Expoentes do modelo analítico de Corey para água (N_w)	1,5	2,2	4
Contato água óleo (W_{oc})	220	225	226

Com estas variáveis, foi escolhido o algoritmo de otimização *Response Surface* para a realização do experimento que poderá ser dividido em uma ou duas etapas. Na primeira etapa (Experimento 1), estão previstas 200 simulações. Se o valor da função objetivo (FO) descrito pela Equação 1 for próximo de zero do melhor caso ajustado a análise é finalizada e os resultados são avaliados. Se não, será escolhido o melhor caso e, depois, realizado mais uma etapa de simulações (Experimento 2), desta vez, com 100, a partir dos dois parâmetros que mais influenciaram positiva e negativamente na vazão de produção e no volume de óleo produzido do Experimento 1. Para estas etapas, foi utilizado o módulo *Assisted History Matching, Uncertainty analysis, Optimization do tNavigator*.

$$FO = \sum_{obj} W_{obj} \left(\sum_p W_p \left(\sum_{n=k}^N l_{nS} \right) \right) \quad (1)$$

Onde W_{obj} representa o peso de um poço ou grupo que pode ser calculado automaticamente baseado em dados históricos de parâmetro selecionados; p é p parâmetro de soma que é definido como o conjunto de todos os parâmetros selecionados (água, óleo, corte de água, etc.); W_p é o peso do parâmetro; n o número de intervalos; l_n representa o comprimento do número de intervalos n (desde um valor selecionado k até o último N) e S é o desvio absoluto ou relativo, que neste estudo foi de 0,01.

Existem dois tipos de desvios: o absoluto (Equação 2) e o relativo (Equação 3)

$$S_{abs} = \left(\frac{\text{valor}(H) - \text{valor}(C)}{g} \right)^2 \quad (2)$$

$$S_{rel} = \left(\frac{\text{valor}(H) - \text{valor}(C)}{g \text{ valor}(H)} \right)^2 \quad (3)$$

Onde: valor (C) é o valor calculado; valor (H) representa o valor do histórico de produção e g é o valor especificado do desvio pelo usuário do simulado, no presente estudo este valor foi de 0,05.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

É possível observar na Figura 3 que houve ajuste significativo para alguns modelos simulados. Isto pode ser visualizado pela proximidade dos pontos de casos simulados em relação ao histórico.

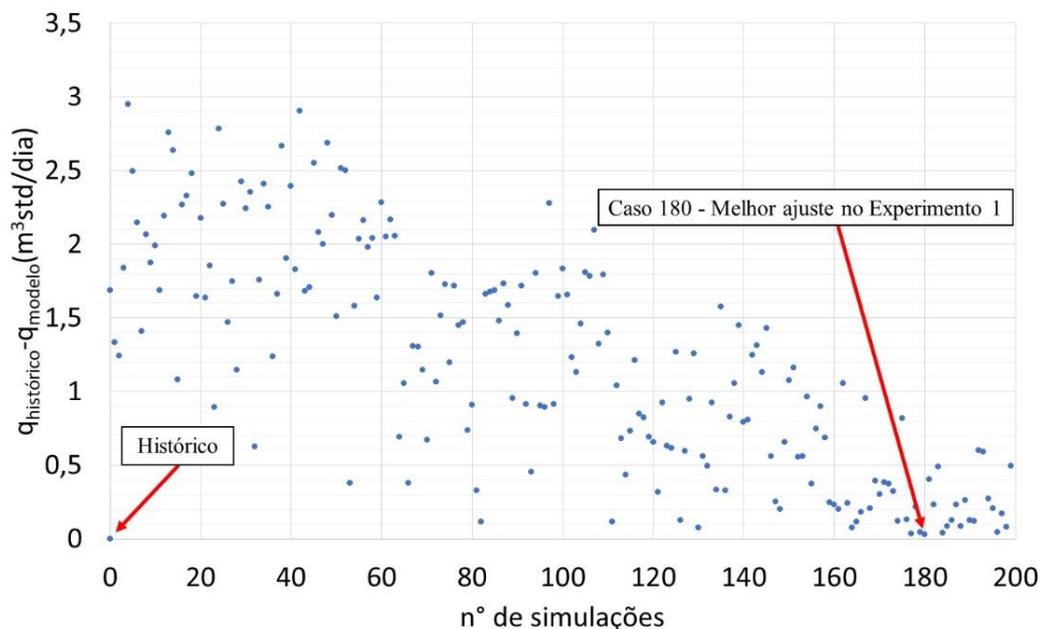


Figura 3 - Casos simulados na primeira etapa e histórico de produção.

As simulações mostraram que para o melhor resultado (n° 180) o valor da *FO* foi de 0,0282658. Os valores dos parâmetros de reservatórios encontrados neste ajuste estão descritos na Tabela 5.

Tabela 5 - Parâmetros encontrados no Experimento 1.

Parâmetros	Base	Melhor resultado (caso 180)
$\Phi(\%)$	26	27,85
K_h	1000,15	2951,36
K_v/K_h	0,1	0,0176
S_{or}	0,21	0,177
N_{ow}	2	1,687
N_w	2,2	3,679
W_{oc}	225	223,439

Com base nos resultados obtidos na Tabela 5, observa-se uma melhoria no ajuste do modelo para valores de porosidade e permeabilidades maiores do que o caso base. Isto pode ser justificado em virtude de reservatórios que apresentam condições de permoporosidade médias elevadas favorecerem um escoamento mais eficiente dos fluidos no meio poroso, e desta forma, melhoraram a produtividade natural do campo. Estas condições de escoamento melhoradas também podem ser encontradas em reservatórios com valores médios de permeabilidade vertical relacionado ao parâmetro $\frac{K_v}{K_h}$ baixos.

Por outro lado, quando o reservatório apresenta saturações de óleo residual menores, há a indicação de que pode ocorrer deslocamentos mais eficientes do óleo em direção ao poço produtor. Com relação aos valores de N_w , Zhou; Al-Otaibi; Kokal (2017) explicam que, para uma dada saturação de água, o aumento no valor de N_w , proporciona uma diminuição no valor da permeabilidade relativa à água e na inclinação da sua curva em função da saturação de água. Como a permeabilidade relativa a água diminui, tem-se um aumento na permeabilidade relativa ao óleo, favorecendo o escoamento desse fluido no meio poroso. Uma explicação semelhante pode ser dada aos valores de N_o . Para a saturação de água constante, com a diminuição no valor de N_o , o valor da permeabilidade relativa ao óleo aumenta, favorecendo seu escoamento na rocha-reservatório e, desta forma, aumentando a produção natural e melhorando o ajuste de histórico. Estas observações estão de acordo com os resultados apresentados na Tabela 5.

Com relação ao nível de W_{oc} , observou-se que valores menores associados a um menor valor de espessura produtora resultaram em melhorias no volume de óleo produzido e no ajuste dos dados de histórico. Uma possível explicação pode ser obtida na Figura 4 que apresenta os mapas de pressão e de saturação de água nas direções x e z para W_{oc} de 225 m (modelo-base) e 223,439 m (caso 180).

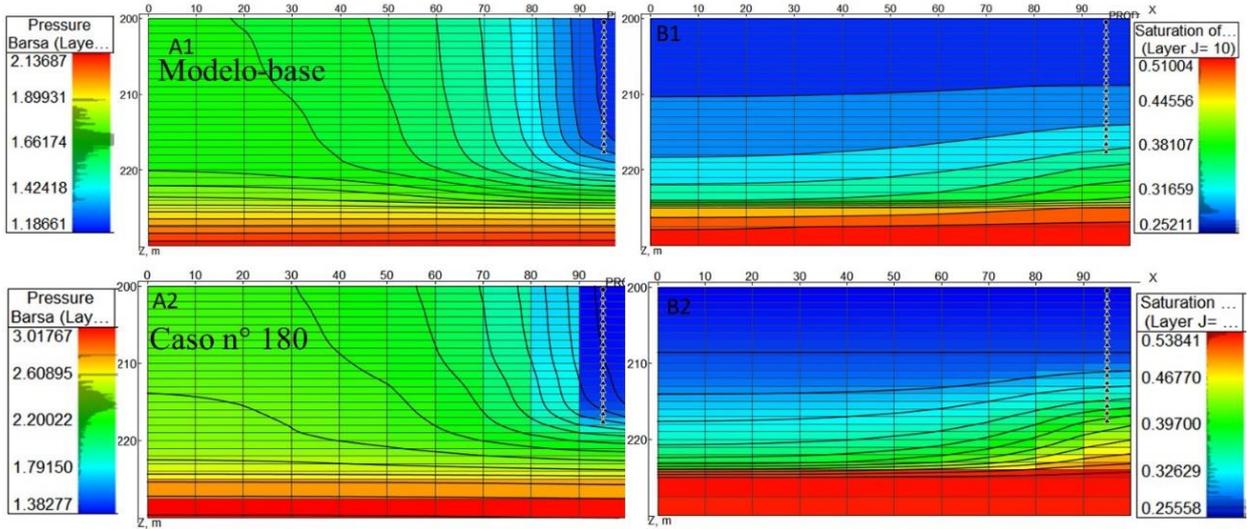


Figura 4 – Mapas de pressão (A1 e A2) e de saturação de água (B1 e B2) para o modelo-base e o caso n° 180.

De acordo com os resultados apresentados na Figura 4 maiores valores de pressão média no reservatório estão associados a zonas de água mais espessas e que exercem pressão média maior na zona, contribuindo para a melhoria na produção dos fluidos.

Entretanto, ainda que tenha havido melhorias significativas quando comparado o ajuste de histórico com o modelo-base e tomando por referência o resultado apresentado pela Figura 5, houve a necessidade de realizar mais um experimento com 100 simulações para o melhor resultado com o objetivo de obtenção do ajuste satisfatório.



Figura 5 - Comparação entre os dados de histórico, modelo-base e o caso 180 para o Experimento 1.

A Figura 6 apresenta o gráfico de Pareto cujo o objetivo é demonstrar estatisticamente as interações mais importantes dos parâmetros deste estudo e servirá de base para a escolha dos parâmetros que serão utilizados na próxima etapa do estudo.

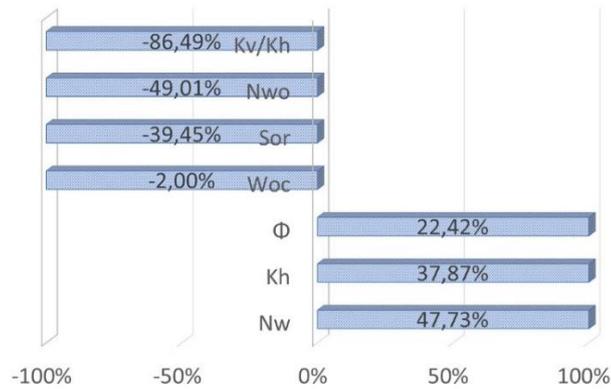


Figura 6 – Gráfico de Pareto para a análise dos parâmetros do estudo.

Analisando o gráfico de Pareto da Figura 6, é possível observar que os parâmetros que foram mais relevantes estatisticamente falando, em relação a influência negativa e positiva na vazão de produção, foram $\frac{Kv}{Kh}$ e N_w , respectivamente. Desta forma, a segunda etapa foi conduzida a partir destes parâmetros com valores agora mínimos dados a partir do caso 180 e os máximos de 0,03 para $\frac{Kv}{Kh}$ e 4,5 para N_w . Assim sendo possível constatar o ajuste do modelo numérico para a 3º simulação conforme pode ser observado na Figura 7.

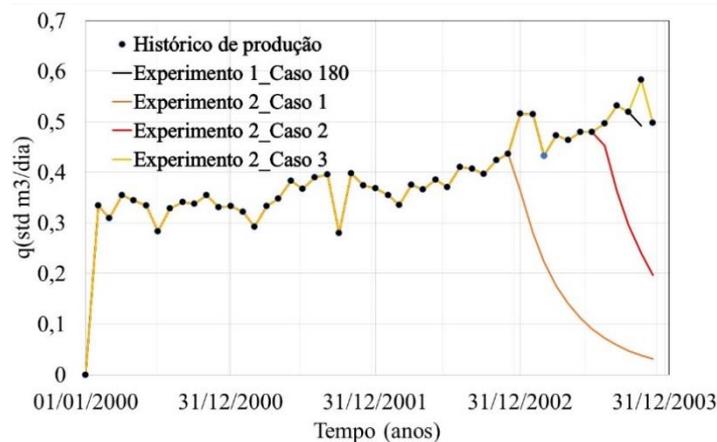


Figura 7 – Comparação entre os resultados do Histórico de produção, Caso 180 do Experimento 1 e Caso 3 do Experimento 2.

O valor atingido da FO foi de $5,63226 \times 10^{-5}$, muito próximo, portanto, de zero. Os valores dos parâmetros ajustados foram $N_w = 4,18328$ e $\frac{K_v}{K_h} = 0,02248$. Este último resultando em uma permeabilidade vertical média de 48,3064 mD. De acordo com a Figura 7, foi obtido um ajuste completo entre os dados da vazão do histórico de produção e do Caso 3 do Experimento 2. Neste caso, não foi necessário executar as simulações restantes previstas porque o ajuste foi obtido a partir do 3º caso.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foi construído um modelo numérico heterogêneo de óleo pesado com características semelhantes as encontradas na bacia Potiguar do Nordeste brasileiro. Nele, foi possível realizar um ajuste de histórico assistido do reservatório para os três anos de produção do campo. Para o ajuste considerado satisfatório, foi necessária a divisão da análise em duas etapas, sendo que na primeira foi obtido um ajuste na 180º simulação, enquanto que na segunda, com base nos parâmetros que mais impactaram na primeira etapa que foram o expoente de Corey, N_w , e a razão entre as permeabilidades verticais e horizontais, K_v/K_h , foi conseguido o ajuste da Função Objetivo na terceira simulação com o valor de $5,63226 \times 10^{-5}$.

Como sugestão de melhorias no estudo, destaca-se a necessidade de realizar novos ajustes para tempos maiores de produção e acrescentar outros parâmetros de estudo tais como a pressão de produção, vazão e corte de água que não estavam disponíveis para os três anos de histórico de produção desta análise.

Para trabalhos futuros, recomenda-se a realização de estudos de previsão de produção utilizando a injeção de vapor em função dos parâmetros operacionais e de reservatório para estudar a implementação do método a partir do ajuste de histórico feito neste trabalho.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Universidade Federal Rural do Semi-Árido pela infraestrutura disponível para a realização da pesquisa, a ANP-PRH 55.1 da UFERSA pela concessão da bolsa de iniciação científica e a empresa *Rock Flow Dynamics* pela doação das licenças do simulador *tNavigator* para a realização das simulações necessárias.

REFERÊNCIAS

- CAERS, J. **Petroleum Geostatistics**. Richardson: Society of petroleum Engineers, 2005.
- GILMAN, J. R.; OZGEN, C. **Reservoir Simulation: History Matching and Forecasting**. [s.l: s.n.].
- GURGEL, A. R. et al. Economical evaluation of heavy oil production from the Brazilian Northeast. **Energy Sources, Part B: Economics, Planning and Policy**, v. 12, n. 2, p. 132–137, 2017.
- LOHRENZ, J.; BRAY, B. G.; CLARK, C. R. Calculating Viscosities of Reservoir Fluids From Their Compositions. **Journal of Petroleum Technology**, v. 16, n. 10, p. 1171–1176, 1964.
- PENG, D. Y.; ROBINSON, D. B. A New Two-Constant Equation of State. **Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals**, v. 15, n. 1, p. 59–64, 1976.
- RIAZI, M. R.; DAUBERT, T. E. Characterization Parameters for Petroleum Fractions. **Industrial and Engineering Chemistry Research**, v. 26, n. 4, p. 755–759, 1987.
- ROCK FLOW DYNAMICS. **tNavigator Assisted History Matching: User Guide.**, 2018a.
- ROCK FLOW DYNAMICS. **tNavigator PVT Designer: User Guide.**, 2018b.
- ROCK FLOW DYNAMICS. **tNavigator Geology & Model Designer: User Guide**, 2018c.
- SCHIOZER, D.; DE SOUSA, S.; MASCHIO, C. Ajuste de histórico de produção assistido / Assisted production history matching resumo. v. 3, p. 63–82, 2008.
- ZHOU, X.; AL-OTAIBI, F.; KOKAL, S. Investigation of relative permeability characteristics for supercritical CO₂ displacing water and remaining oil after seawater flooding in carbonate rocks at reservoir conditions. **SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings**, v. 2017-March, n. April 2018, p. 1492–1510, 2017.