

11º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

AVALIAÇÃO DOS PARAMETROS DE RESERVATÓRIO E DO AQUÍFERO ATUANTE NO AJUSTE DE HISTÓRICO EM UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO

AUTORES:

MARCOS ANTONIO DOS SANTOS FILHO; ANTONIO ROBSON GURGEL; JARDEL DANTAS DA CUNHA; ANDRÉA FRANCISCA FERNANDES BARBOSA.

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO

AVALIAÇÃO DOS PARÂMETROS DE RESERVATÓRIO E DO AQUÍFERO ATUANTE NO AJUSTE DE HISTÓRICO EM UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO

Resumo

Ajustes de histórico são procedimentos essenciais para validar modelos numéricos de reservatórios projetados de acordo com as características rocha-fluidos pertencentes a jazida. Logo, esse estudo compreende uma análise dos parâmetros de reservatório e do aquífero atuante para realizar um ajuste de histórico de um reservatório de óleo pesado com características semelhantes às encontradas na Bacia Potiguar do Nordeste brasileiro. Para tanto, foi gerado um modelo numérico de reservatório de óleo pesado com dois poços horizontais em um sistema cartesiano de malhas com as dimensões x, y e z de 100m x 600m x 28m, respectivamente. Além disso, foi projetado um modelo de aquífero do tipo Carter-Tracy para avaliar a influência dos parâmetros desse mecanismo de produção natural, associado aos parâmetros permoporosos do reservatório. Os dados de produção utilizados para a função multiobjetivo foram a vazão de produção de óleo e de gás para um tempo de simulação de dez anos. O simulador *tNavigator* da empresa *Rock Flow Dynamics* foi utilizado para elaboração do modelo numérico de reservatório. Os parâmetros analisados foram a porosidade e a permeabilidade da rocha-reservatório, pressão média, raio, espessura e compressibilidade média do aquífero. Para o estudo de ajuste de histórico assistido foi utilizado o algoritmo *Differential Evolution*. Os resultados mostraram que as variáveis mais importantes no ajuste de histórico foram a pressão média do aquífero, seu raio efetivo e a permeabilidade média da rocha-reservatório. Valores mais elevados de pressão média do aquífero contribuíram para um aumento da produção de gás e água associados a uma diminuição na produção de óleo. Isso pode ter ocorrido devido ao maior influxo de água decorrente do aquífero atuante, sobrepondo-se a produção de óleo para o intervalo de tempo analisado. Destaca-se que para o melhor ajuste obtido, houve uma variação positiva da pressão de cerca de 5,20 bar. Raios efetivos maiores do aquífero tiveram efeito semelhante no aumento da produção de água e gás associados também a menores valores na produção de óleo. Destaca-se que, embora a produção de óleo tenha sido diminuída em detrimento do aumento das produções de gás e água para o intervalo de ajuste de histórico, o efeito dos parâmetros do aquífero associado aos valores maiores da permeabilidade da formação contribuíram para o ajuste de histórico simultâneo dos dados de vazão de óleo e gás durante o tempo de produção analisado. A porosidade, compressibilidade e espessura do aquífero, obtiveram influência estatística menos relevantes nos resultados obtidos.

Palavras-chave: Ajuste de histórico, óleo pesado, reservatórios de petróleo, simulação numérica.

Abstract

History matching are essential procedures to validate numerical models of reservoirs designed according to rock-fluid characteristics related to rock-reservoir. Therefore, this study presents an analysis of the reservoir parameters and the active aquifer to perform a history matching of a heavy oil reservoir with characteristics similar to those found in the Potiguar Basin of Northeast Brazil. For that, a numerical model of a heavy oil reservoir was generated with two horizontal wells in a Cartesian mesh system with dimensions x, y and z of 100m x 600m x 28m, respectively. Furthermore, a Carter-Tracy aquifer model was designed to evaluate the influence of the parameters of this natural production mechanism, associated with the permoporous parameters of the reservoir. The production data used for

the multi-objective function were the oil and gas production flow for a simulation time of ten years. The tNavigator simulator from Rock Flow Dynamics was used to develop the numerical model of the reservoir. The parameters analyzed were the porosity and permeability of the reservoir rock, average pressure, radius, thickness and average compressibility of the aquifer. For the study of history matching, the Differential Evolution algorithm was used. The results showed that the most important variables in the historical adjustment were the mean aquifer pressure, its effective radius and the mean permeability of the reservoir rock. Higher values of mean aquifer pressure contributed to an increase in gas and water production associated with a decrease in oil production. This may have occurred due to the greater influx of water from the active aquifer, overlapping the oil production for the analyzed time interval. It is noteworthy that for the best fit obtained, there was a positive pressure variation of about 5.20 bar. Larger effective radii of the aquifer had a similar effect in increasing water and gas production, also associated with lower values in oil production. It is mentioned that, although oil production has been reduced at the expense of increasing gas and water productions for the historical adjustment interval, the effect of aquifer parameters associated with higher values of formation permeability contributed to the adjustment of simultaneous history of oil and gas flow data during the analyzed production time. The porosity, compressibility and thickness of the aquifer had a less relevant statistical influence on the results obtained.

Keywords: History matching, heav oil, numerical simulation.

Introdução

O uso de simulação numérica é uma das práticas mais difundidas no gerenciamento de reservatórios de petróleo. Por sua versatilidade, ela costuma ser utilizada para a tomada de decisões técnicas e econômicas por parte de grandes companhias de petróleo no Brasil e no mundo (LIMA, 2003).

A finalidade do ajuste de histórico é realizar um processo de calibre do modelo numérico de reservatório de tal forma que possa ser utilizado de forma razoável para fazer a previsão do desempenho futuro do reservatório de acordo com os vários cenários de desenvolvimento e operacionais. Segundo Gilman e Ozgen (2013), deve-se tratar o ajuste de histórico como um exercício de extensão relacionado ao processo de caracterização do reservatório.

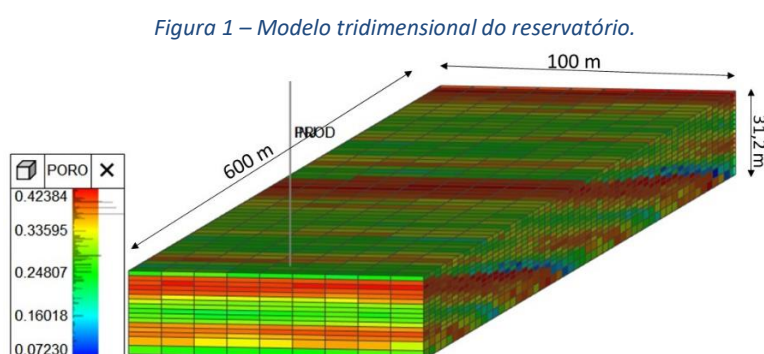
Caers (2005) menciona que a proposta do ajuste de histórico não deve se restringir apenas ao ajuste de dados ao modelo, mas que ele seja também capaz de fazer previsões de produção dentro de tolerâncias aceitáveis.

Assim sendo, esta pesquisa compreende estudos de ajuste de histórico relacionados aos dados de permeabilidade e porosidades médios da rocha-reservatório com características da região da Bacia Potiguar do nordeste brasileiro. Além disso, foi analisado a influência dos parâmetros de um aquífero atuante na rocha-reservatório modelado a partir do mecanismo de Carter-Tracy de tal forma a avaliar a contribuição da: pressão inicial do aquífero (P_w), do raio (r_w) e espessura do aquífero (h_w), bem como a compressibilidade total do aquífero (c_w) no ajuste de histórico.

Metodologia

O desenvolvimento dessa pesquisa consistiu inicialmente na elaboração de um modelo de reservatório semissintético de óleo pesado com características de rocha-fluidos semelhantes as encontradas na Bacia Potiguar do nordeste brasileiro. Para tanto, além dos dados obtidos na literatura (ARAÚJO, 2015), foi utilizado o *software tNavigator* versão 2022.2 da empresa *Rock Flow Dynamics*. Todas as etapas de desenvolvimento do modelo foram realizadas a partir dos seguintes módulos: *Model Designer*, *PVT Designer*, *Well Designer*, *AHM & Uncertainty* e *Simulation Results* (ROCK FLOW DYNAMICS, 2018a, 2018b, 2018c). Nos três primeiros gerados o modelo dinâmico de reservatório, modelo de fluido e a inserção dos poços de produção. O quarto foi utilizado para a etapa de ajuste de histórico utilizando o algoritmo de otimização *Differential Evolution* (STORN; PRICE, 1997). Por fim, no *Simulation Results* foram analisados os resultados obtidos.

A Figura 1 mostra o modelo dinâmico (modelo-base) construído a partir das informações rocha-fluidos obtidas na literatura.



A partir da Figura 1, é possível observar as heterogeneidades relacionadas a porosidade da formação.

A Tabela 1 apresenta os dados das propriedades rocha-fluidos que foram utilizados na elaboração do modelo numérico de reservatório.

Tabela 1 – Parâmetros de operacionais e de reservatório.

Propriedades	Valor
Temperatura do reservatório (°C)	38
Pressão do reservatório (bar)	20
Profundidade do topo (m)	200
Permeabilidade média da formação horizontal (Kh - mD)	1000,56
Permeabilidade da formação vertical (Kv - mD)	100
Porosidade média da formação (%)	31
Compressibilidade média da formação (bar ⁻¹)	5x10 ⁻⁵
Saturação média de óleo no topo da zona de óleo	64,4%
Viscosidade do óleo (P=20 bar, T=23,5 °C) (cp)	2776
Tamanho dos blocos (x,y)	11;11
Tamanho dos blocos (z)	1,57; 3

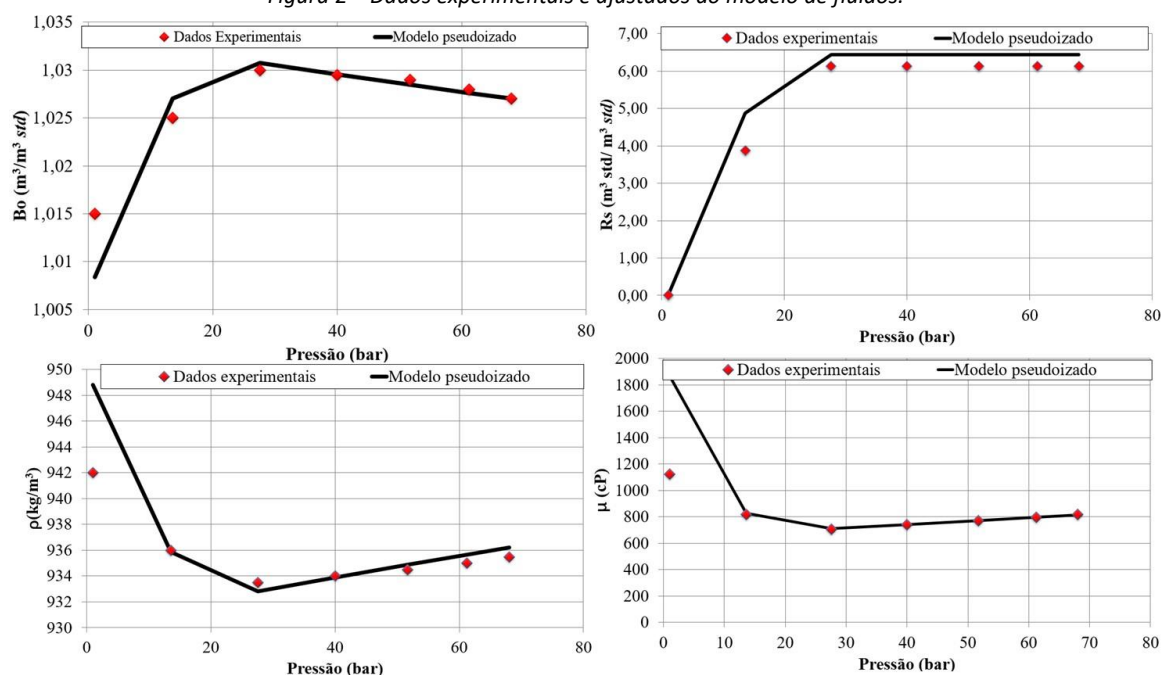
O aquífero projetado encontra-se na base do reservatório e foi elaborado de acordo com o modelo de *Carter-Tracy* (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). Seus parâmetros podem ser visualizados na Tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros do aquífero.

Parâmetros	Valores
Profundidade (m)	227
Pressão inicial -P _w (bar)	20
Porosidade-φ(%)	32
Raio do aquífero – r _w (m)	1000
Espessura - h _w (m)	6
Compressibilidade total do aquífero – C _w (bar ⁻¹)	10 ⁻⁵

O modelo de óleo pesado ajustado foi elaborado a partir dos dados experimentais: fator volume formação de óleo (Bo), razão de solubilidade (Rs), massa específica (ρ) e de viscosidade (μ) que estão disponíveis na Figura 02.

Figura 2 – Dados experimentais e ajustados do modelo de fluidos.



O estudo do ajuste de histórico resultou em 180 casos. Foi utilizado algoritmo *Differential Evolution* no módulo *AHM & Uncertainty*. Os parâmetros de reservatório e do aquífero utilizados nesses casos estão disponíveis na Tabela 03.

Tabela 3 – Parâmetros do reservatório e do aquífero.

Variáveis	Níveis da análise		
	0	-1	+1
Porosidade média da formação - φ (%)	31,5	26,14	35,91
Permeabilidade média da formação – K(reserv) (mD)	1000,56	-	3001,68
Pressão inicial do aquífero- P _w (Bar)	20	-	100

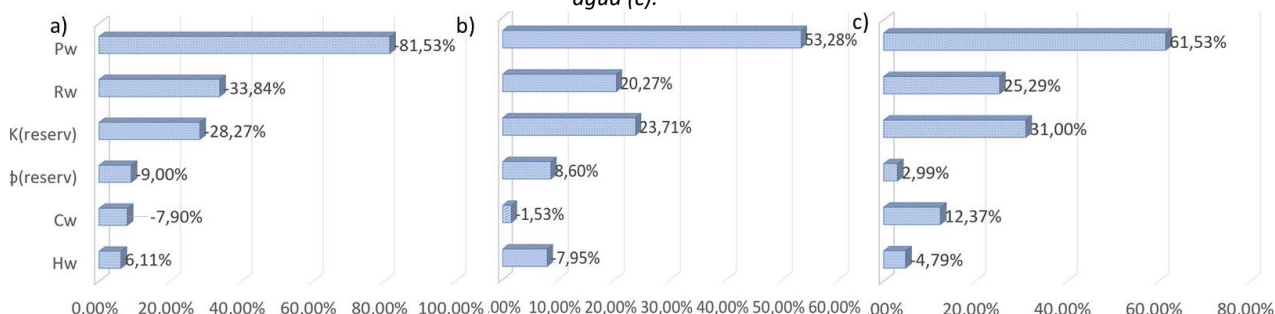
Espessura do aquífero - H_w (m)	6	-	60
Raio do aquífero R_w	1000	500	-
Compressibilidade total do aquífero - C_w (bar^{-1})	0,00001	0,000005	0,0001

Para este estudo, foram utilizados históricos de produção de óleo e de gás que baseado em um campo de óleo pesado da região da Bacia Potiguar do nordeste brasileiro (ARAÚJO, 2015). As funções-objetivo utilizadas foram ajustadas para esses dados de produção.

Resultados e Discussão

A Figura 4 apresenta os resultados da análise estatística da influência dos parâmetros de reservatório e do aquífero para o ajuste de histórico das vazões de óleo e gás.

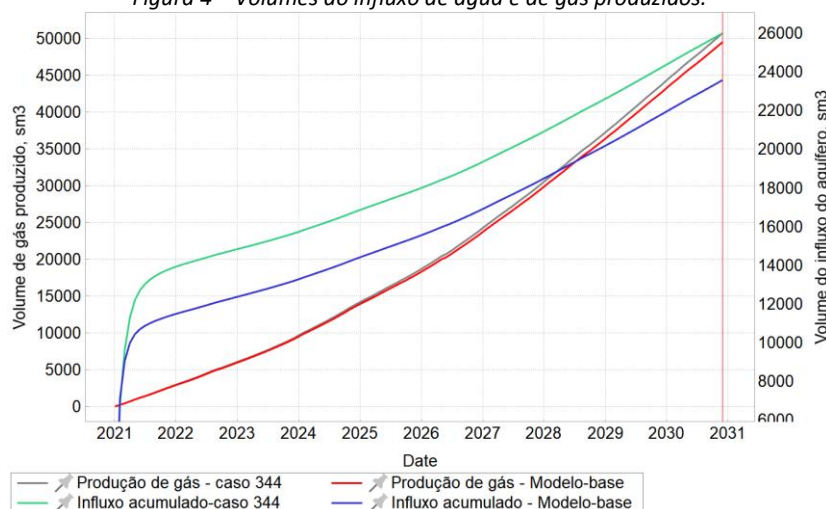
Figura 3 – Resultados do ajuste de histórico dos parâmetros de reservatório para vazão de óleo (a), vazão de gás (b) e de água (c).



Conforme pode ser observado na Figura 4, ao se analisar a influência estatística dos parâmetros P_w , R_w , $K(\text{reserv})$, ϕ , C_w e H_w no ajuste da vazão de produção de óleo Figura 4 (a) observa-se que maiores valores de pressão inicial do aquífero (P_w) resultaram em decréscimos na produção de óleo. Isso está associado de acordo com a Figura 4 (c) ao aumento da produção de água proveniente do aquífero devido ao reservatório estar mais pressurizado. Esta análise pode ser verificada através da Figura 5 que mostra o aumento da quantidade de água produzida para o caso 344 (melhor ajuste de acordo com a Tabela 4). A análise estatística global de Pareto também mostrou que casos em que o raio do aquífero foi maior (R_w), houve uma diminuição na produção de óleo associado ao aumento da produção de gás e água. Valores maiores de permeabilidade e de porosidade provocaram uma antecipação na produção da quantidade de água e do gás associado ao óleo, além de reduzir a produção de óleo.

Os valores de ϕ e $K(\text{reserv})$ contribuíram para a melhoria do ajuste de histórico, embora valores maiores desses parâmetros tenham aumentado a produção de água e gás, além de diminuir a produção de óleo. O efeito de C_w reduziu a produção de óleo e gás, mas aumentou a produção de água conforme pode ser observado na Figura 4. Já a espessura do aquífero (H_w) localizado na base melhorou a vazão de óleo e diminuiu a produção da água do aquífero e do gás do reservatório.

Figura 4 – Volumes do influxo de água e de gás produzidos.



A Tabela 4 apresenta os resultados comparativos entre os parâmetros do modelo-base.

Tabela 4 – comparativo entre os dados do modelo-base e o simulado.

Variáveis	Modelo- base	Melhor ajuste (344)
Porosidade média da formação - ϕ (%)	31,5	32,76
Permeabilidade média da formação – K(reserv) - (mD)	1000,56	1333,89
Pressão inicial do aquífero- P_w (Bar)	20	25,2086
Espessura do aquífero - h_w (m)	6	6
Raio do aquífero – R_w (m)	1000	500
Compressibilidade total do aquífero - C_w (bar^{-1})	10^{-5}	10^{-6}

De acordo com a Tabela 4, o melhor ajuste foi obtido quando se aumentou os parâmetros permoporosos (ϕ e K(reserv)) do reservatório, além de um valor $P_w=25,2086$ psi. A espessura do reservatório não foi alterada, ao passo que o raio do aquífero foi reduzido para 500 m. Por fim, C_w foi reduzida de 10^{-5} para 10^{-6} .

Para o caso 344, a diferença entre os dados de vazão de óleo do histórico de produção e do modelo numérico de reservatório foi de 0,154. Enquanto a diferença para os valores da vazão de gás e o simulado foi de 0,1870. É importante destacar que, embora tenha havido ajustes melhores ao se analisar somente o ajuste para o óleo ou para o gás, o melhor resultado foi considerado quando se encontrou o melhor ajuste para os dois históricos de produção.

Conclusões

Foi obtido um ajuste de histórico onde se observou que, embora um mecanismo natural de influxo de água possa auxiliar na produção de óleo, há casos em que pode ocorrer a produção antecipada de água e do gás associado.

A análise estatística de Pareto mostrou que maiores valores de pressão inicial e do raio do aquífero (P_w) resultaram em decréscimos na produção de óleo, que estão associados ao aumento da produção de água proveniente do aquífero devido ao reservatório estar mais pressurizado.

Valores maiores de permeabilidade e de porosidade da rocha-reservatório provocaram uma antecipação na produção da quantidade de água e do gás associado ao óleo, além de reduzir a produção de óleo.

O melhor resultado obtido foi dado pela diferença entre os dados de vazão de óleo do histórico de produção e do modelo numérico de reservatório foi de 0,154. Enquanto a diferença para os valores da vazão de gás e o simulado foi de 0,1870.

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 Bibliográficas

ARAÚJO, E. A. **Análise da Produção de Óleo e Oxigênio na Aplicação do Processo de Combustão In-situ**. Tese de Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2015.

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.]. 2013.

LIMA, C. J. T. **Processo de tomada de decisão em projetos de exploração e produção de petróleo no Brasil: uma abordagem utilizando conjuntos nebulosos**. Mestrado em Ciências em Planejamento Energético. Programa de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2003.

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.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência Ltda., 2006.

STORN, R.; PRICE, K. **Differential Evolution – A simple and Efficient Heuristic for Global Optimization over Continuous Spaces**. Journal of Global Optimization, vol. 11, pp 341-359, Netherlands. 1997.