

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Utilização de planejamento estatístico na geração de metamodelos para curvas de produção

AUTORES:

Guilherme D. Avansi, Saul B. Suslick, Denis J. Schiozer e Fernanda V. A. Risso

INSTITUIÇÃO:

Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 5ºPDPETRO.

Utilização de planejamento estatístico na geração de metamodelos para curvas de produção

Abstract

The numerical simulation tool is very useful in many processes in a petroleum field development and management where many simulations are used to find optimal results. Proxy models can speed up the process by substituting the numerical simulator in the production prediction of petroleum fields in order to reduce time and computational cost.

Proxy models are normally generated by statistical design and response surface method that reproduce functions such as net present value, cumulative oil and water production. This type of proxy was used with success in risk analysis and history matching but it has limitations because it can be used only with the same conditions used to generate the response surface curve.

This paper proposes a different procedure which is to construct the oil and water production curves. Although it is more complex to be obtained, the great advantage of this procedure it is the flexibility for different applications.

The procedure was tested with a production optimization process and the results showed that the proxy models is capable of substituting efficiently the reservoir simulator with high reduction of the number of simulations and computational cost, allowing the construction of production curves that can be permitted greater flexibility in reservoir management.

Introdução

Os reservatórios de petróleo são estruturas complexas que devem ser modeladas para que seja possível a previsão de comportamento e produção, bem como suprir as demandas do processo decisório. Eles são classificados de acordo com algumas propriedades que são atribuídas às rochas reservatórios, tais como: geometria externa, extensão lateral, volume, porosidade e permeabilidade. A qualidade do modelo de reservatório depende das informações disponíveis e quanto maior o número de informações, melhor será a representatividade do modelo.

A complexidade geológica impossibilita muitas vezes a previsão de comportamento através de modelos analíticos fazendo com que seja necessária a utilização da simulação numérica de reservatórios. Embora as tecnologias na área de software e hardware tenham evoluído de forma rápida nos últimos anos, as simulações de reservatórios continuam sendo lentas, consequência do elevado número de blocos, e estão demandando muitas simulações, consequência do elevado número de variáveis e atributos a serem analisados, principalmente para casos mais complexos, na qual esses números tornam-se ainda maior. Além disso, a maioria dos processos ligados à previsão de produção e caracterização de reservatórios demanda centenas e até milhares de simulações.

A simulação numérica vem sendo muito utilizada no segmento de exploração e produção no Brasil e no mundo. Entretanto, devido ao grande número de alternativas nesses segmentos e ao tempo computacional associado à simulação numérica, esses processos podem tornar-se moroso, obrigando a incorporação de simplificações em processos de otimização em exploração e produção, conseqüentemente, diminuindo a probabilidade de se encontrar as melhores soluções para o problema.

Em virtude da necessidade de melhorar o desempenho nas áreas de exploração e produção, foi proposto nesse trabalho a utilização de planejamento estatístico na geração de metamodelos para curvas de produção. Metamodelos são modelos rápidos que têm como objetivo substituir o simulador em processos que demandam elevado número de simulações.

Os metamodelos possuem uma ampla utilização, pois podem agilizar processos de otimização. Embora sejam modelos simplificados e com menor confiabilidade nos resultados, eles podem substituir a simulação numérica em diversos procedimentos que não necessitam grande precisão de resultados e que demandam muitas simulações.

Metamodelos vem sendo usados como substitutos rápidos de simuladores no segmento de exploração e produção de petróleo no Brasil e no mundo, devido à redução no tempo e no esforço computacional em processo de análise de risco (Madeira, 2005), ajuste de histórico (Risso, 2006) e seleção de estratégias de produção (Avansi, 2009).

Em geral, metamodelos têm sido utilizados na forma de superfície de resposta que são equações de segundo grau geradas por planejamento estatístico e que representam uma função-objetivo selecionada (por exemplo, valor presente líquido, produção acumulada etc.).

Metamodelos foram aplicados neste trabalho de uma forma diferente, para a construção das curvas de produção de óleo e água. Embora seja um pouco mais difícil de ser gerada, a vantagem deste tipo de procedimento é a flexibilidade de aplicação visto que podem ser utilizados em qualquer tarefa ligada ao processo de desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo. A geração de metamodelos para as curvas de produção de óleo e água também estão associadas ao planejamento estatístico e superfície de resposta.

Essas curvas dependem fortemente das características dos reservatórios, dos fluidos, do número e tipo de poços, intervalo de completação, cronograma de entrada dos poços, inclusão de sistema de injeção de água ou gás, fatores econômicos, entre outros. Uma curva típica de produção de óleo e água pode ser observada na Figura 1.

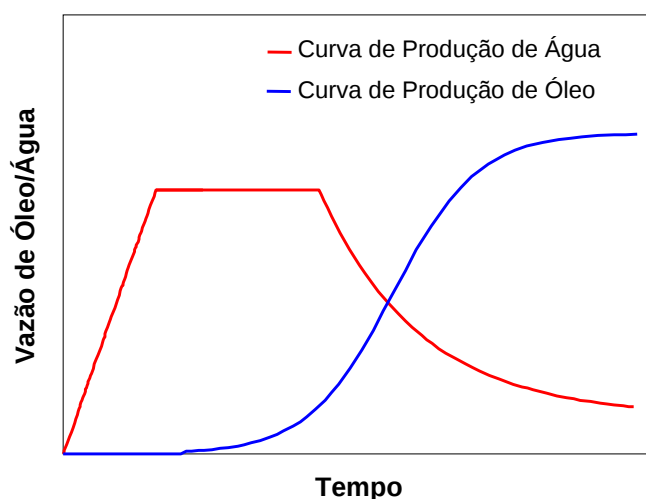


Figura 1: Curva típica de produção de óleo e água.

Metodologia

A metodologia usada para aproximar as curvas de produção de óleo e água utilizando metamodelos foi dividida em seis etapas, na qual correspondem:

- **Primeira etapa:** definir o tipo de aproximação que será utilizado para representar as curvas de produção, entre os quais se pode citar: linear, quadrática, curvilínea, exponencial entre outras;
- **Segunda etapa:** definir o tipo de planejamento estatístico;
- **Terceira etapa:** gerar os metamodelos a partir do planejamento escolhido, nos quais esses metamodelos são coeficientes de aproximações ajustadas às curvas;
- **Quarta etapa:** validar estatisticamente os metamodelos obtidos na etapa anterior através da análise de variância (ANOVA) e da validação cruzada dos dados preditos pelo metamodelo com os da simulação;
- **Quinta etapa:** construção das curvas de produção a partir dos metamodelos escolhidos;
- **Sexta etapa:** teste de consistência, para avaliar se as curvas de produção estão bem ajustadas em comparação com as curvas obtidas a partir dos dados simulados;

O modelo de curva de produção segmentado em setores lineares e exponenciais está ilustrado na Figura 2, em sua fase inicial de desenvolvimento com cronograma de abertura de poços, ou seja, fase de experimentação da utilização de metamodelos para a aproximação das curvas de produção de óleo e água.

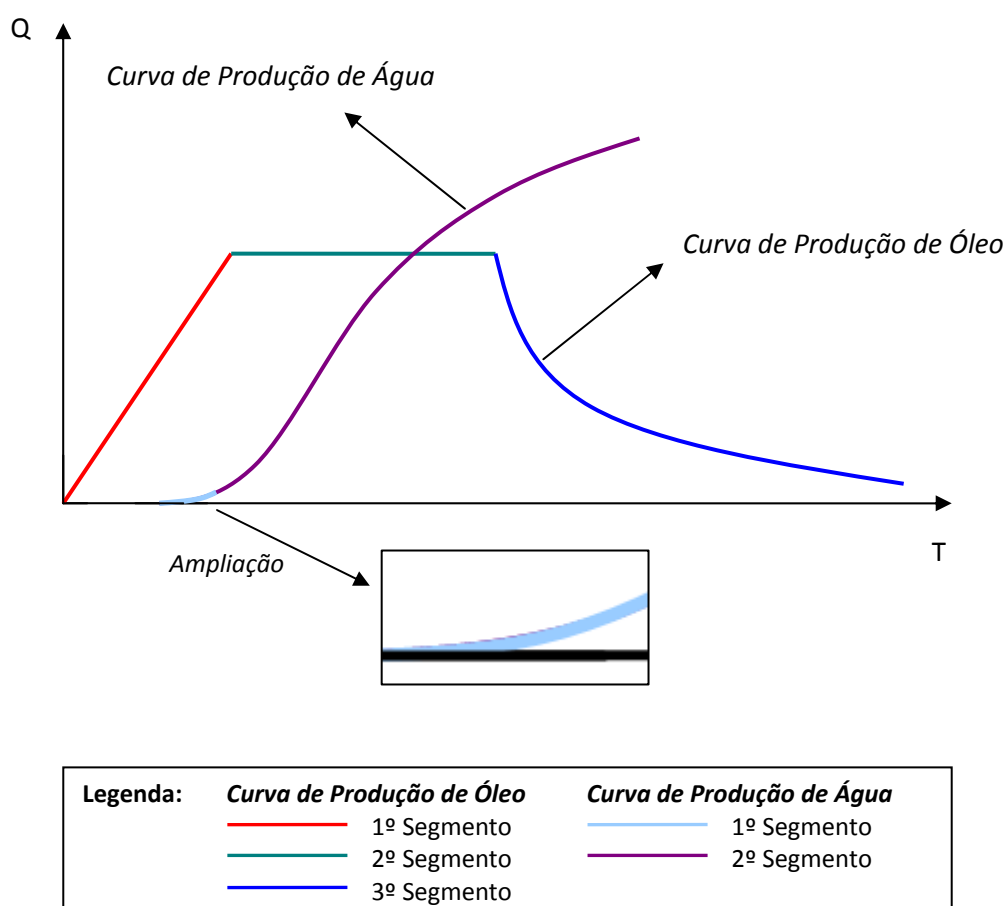


Figura 2: Modelo da curva de produção de óleo e água.

O eixo das abscissas refere-se ao tempo de produção (diário, mensal ou anual) e o eixo das ordenadas contém os valores de produção para cada tempo (vazão de óleo e/ou de água). A curva de produção de óleo foi dividida em partes, definindo-se uma ou mais funções-objetivo para cada segmento das curvas, com características próprias. Na curva de produção de óleo, têm-se três segmentos a serem estudados:

- **Primeiro Segmento:** linear para o início da produção, ocorrendo à entrada a cada tempo dos poços em produção, até o estabelecimento da produção;
- **Segundo Segmento:** parte linear com inclinação zero (patamar de produção), na qual os poços produtores extraem ao máximo da vazão estabelecida;
- **Terceiro Segmento:** esse segmento apresenta, como um todo, um amortecimento exponencial a partir da produção máxima, que é originado pelo esgotamento do óleo existente na reserva ou perda de pressão no reservatório.

E na curva de produção de água, têm-se dois segmentos a serem estudados:

- **Primeiro Segmento:** refere-se ao tempo de chegada da água (tempo de *breakthrough*) nos poços produtores, ou seja, início da produção de água nesses poços;
- **Segundo Segmento:** esse segmento é composto pelo aumento exponencial da produção de água nos poços produtores.

Aplicação

Os testes foram aplicados em um campo sintético construído a partir do modelo de reservatório do Campo de Namorado, com dados fornecidos pela ANP, com algumas modificações. O campo possui dimensões aproximadas de 2500 x 3900 x 60 m, um volume de óleo *in situ* de 55 milhões de m^3 e com presença de aquífero. O modelo numérico de simulação desse reservatório possui dimensões de 2,5 x 4,5 x 0,1 km, totalizando 45000 blocos, com dimensões de 50 x 50 x 10 m, com permeabilidades na direção horizontal variando de 47 a 351 mD e tendo uma permeabilidade média de 200 mD; e permeabilidades na direção vertical variando de 4,7 a 35,1 mD e tendo uma permeabilidade média de 20 mD. A porosidade do modelo varia entre 14,6 e 29,8 %, e possui uma porosidade média de 22,3 %. O modelo de escoamento utilizado foi o “Black-Oil”. A densidade do óleo foi considerada igual a 888,7 kg/m^3 ($^{\circ}API = 27,72$, óleo do tipo leve). Para este trabalho foi definido um tempo máximo de simulação de 19 anos e a estratégia de produção inicial foi definida através de uma otimização simplificada manual (Figura 3).

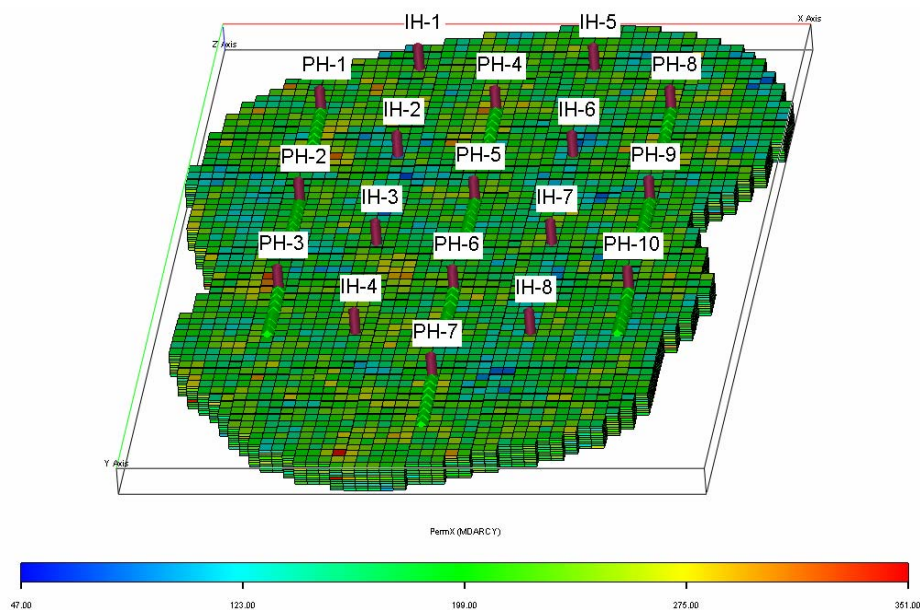


Figura 3: Estratégia de produção inicial para o modelo de reservatório – mapa de permeabilidade horizontal.

Definidas as funções-objetivo para cada segmento das curvas de produção de óleo e água, pode se observar na Tabela 1 a definição dos parâmetros para a geração das curvas de produção de óleo e água e na Tabela 2 as faixas de variação dos respectivos parâmetros.

Tabela 1: Parâmetros críticos do reservatório.

Parâmetro	Descrição do Parâmetro
A1	Numero de Poços Produtores (Prod) e Injetores (Inj)
A2	Camada de Completação de Produtores e Injetores
A3	Capacidade de Produção (Capacidade Prod)
A4	Capacidade de Injeção (Capacidade Inj)
A5	Cronograma de Abertura dos Poços (Crono)

Tabela 2: Faixa de variação dos parâmetros.

Parâmetro	Faixas		
	-1	0	1
A1	8 Prod e 6 Inj = 14 Poços	10 Prod e 8 Inj = 18 Poços	12 Prod e 10 Inj = 22 Poços
A2	3 Prod e 8 Inj	2 Prod e 9 Inj	1 Prod e 10 Inj
A3	8000 m ³ /dia	11000 m ³ /dia	14000 m ³ /dia
A4	13000 m ³ /dia	17000 m ³ /dia	21000 m ³ /dia
A5	1 Prod e 1 Inj	2 Prod e 1 Inj	3 Prod e 1 Inj

Resultados e Discussão

De posse dos tipos de aproximações que foram utilizados para representar as curvas de produção e do tipo de planejamento estatístico a serem utilizados para gerar os metamodelos, os metamodelos foram gerados e validados estatisticamente através da análise de variância (ANOVA) e da validação cruzada dos dados preditos pelo metamodelo com os da simulação. Um exemplo do metamodelo gerado e da validação cruzada podem ser vistos na Equação 1 e Figura 4, respectivamente. Nessa figura o metamodelo se apresenta de forma ajustada para uma substituição do simulador de fluxo e para uma estimativa dos coeficientes escolhidos para a construção das curvas de produção. Com isso, foram construídas as curvas de produção de óleo e água a partir dos metamodelos escolhidos.

$$\begin{aligned}
 t_{BT} = & 646,2000 - 35,7625.(A1) + 20,2833.(A1^2) + 78,1250.(A2) - 4,3167.(A2^2) - \\
 & 51,1625.A3 + 47,0333.(A3^2) - 5,4937.A4 + 3,9917.(A4^2) + 141,3563.A5 - \\
 & 41,7917.(A5^2) - 4,0750.A1.A2 + 19,1500.A1.A3 + 7,0250.A1.A4 - 22,0500.A1.A5 - \\
 & 36,3250.A2.A3 - 7,4500.A2.A4 + 28,2000.A2.A5 - 1,9000.A3.A4 - 0,4750.A3.A5 - \\
 & 11,1500.A4.A5.
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

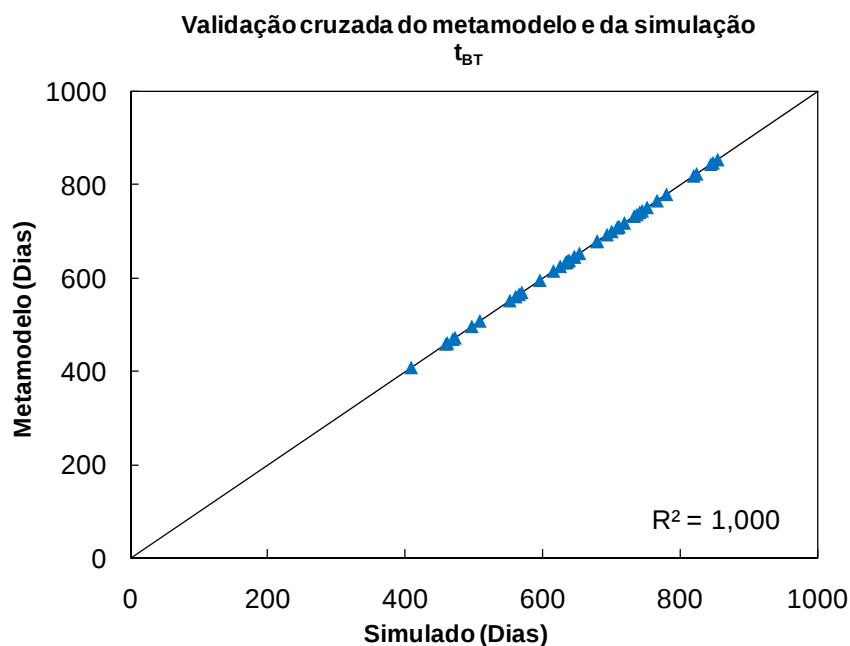


Figura 4: Validação cruzada do metamodelo e da simulação (tempo de *breakthrough*).

Na Figura 5 pode-se observar a construção das curvas de produção de óleo e água utilizando metamodelos e o simulador numérico. Observa-se nessa figura que a curva de produção de óleo gerada pelos metamodelos aproximou-se da curva típica de óleo. E no caso da curva de produção de água, nota-se que ao longo de sua extensão, até 4500 dias aproximadamente, essa curva fica próxima da curva real, pois existe uma compensação nos momentos em que a curva de produção de água fica abaixo da curva real ou vice-versa. Após esse tempo, nota-se que a aproximação ficou mais crítica, devido à aproximação assumida para os modelos na qual ocorre este problema.

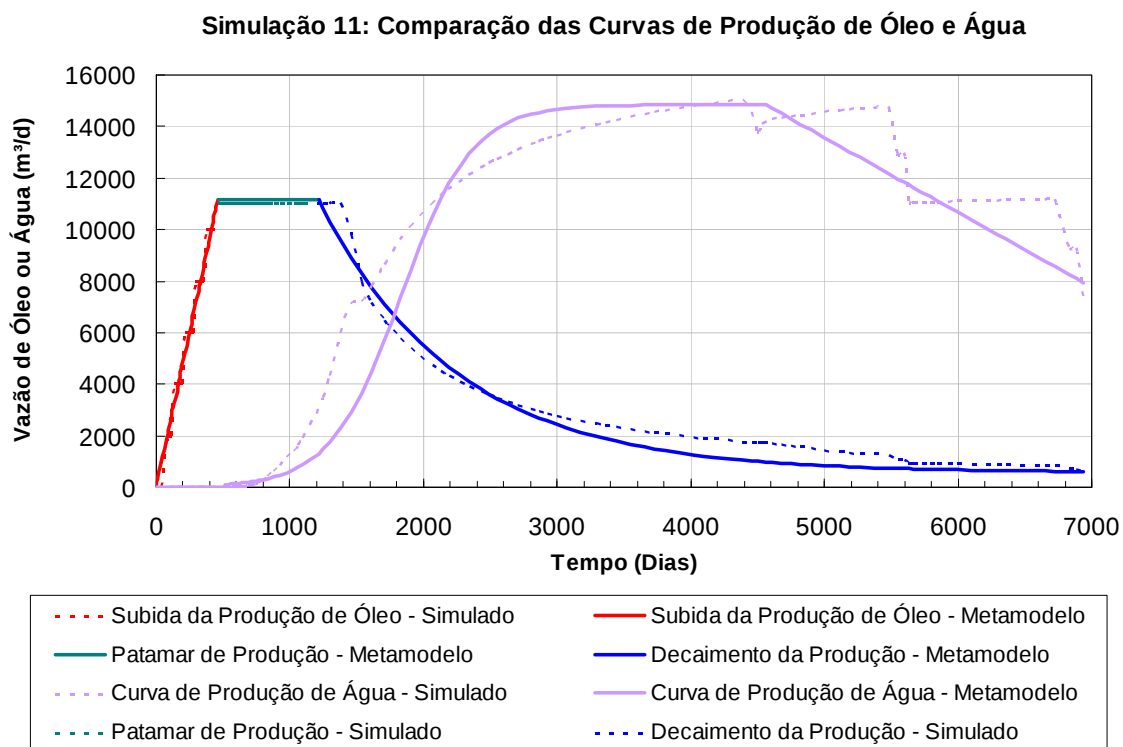


Figura 5: Comparação das curvas de produção (Simulação 11).

No caso da Figura 6, observa-se que para o intervalo de tempo de 100 a 400 dias o metamodelo não se ajustou perfeitamente à curva de produção de óleo real (gerada a partir dos dados do simulador), pois essa região foi assumida como sendo linear ao longo do tempo para o caso do metamodelo. Para este intervalo de tempo, observam-se variações na curva real de óleo, que se deve ao fato dos poços 6, 7 e 8 não produzirem a vazão estipulada no simulador, em vista da diminuição da pressão na região de localização desses poços no reservatório. Nesse mesmo gráfico, pode-se observar também que na região de 900 a 1900 dias houve uma diferença na aproximação da curva real de óleo no início do decaimento de sua produção. Para o caso da curva de produção de água observa-se, de um modo geral, que a produção está ficando próxima da curva de produção simulada.

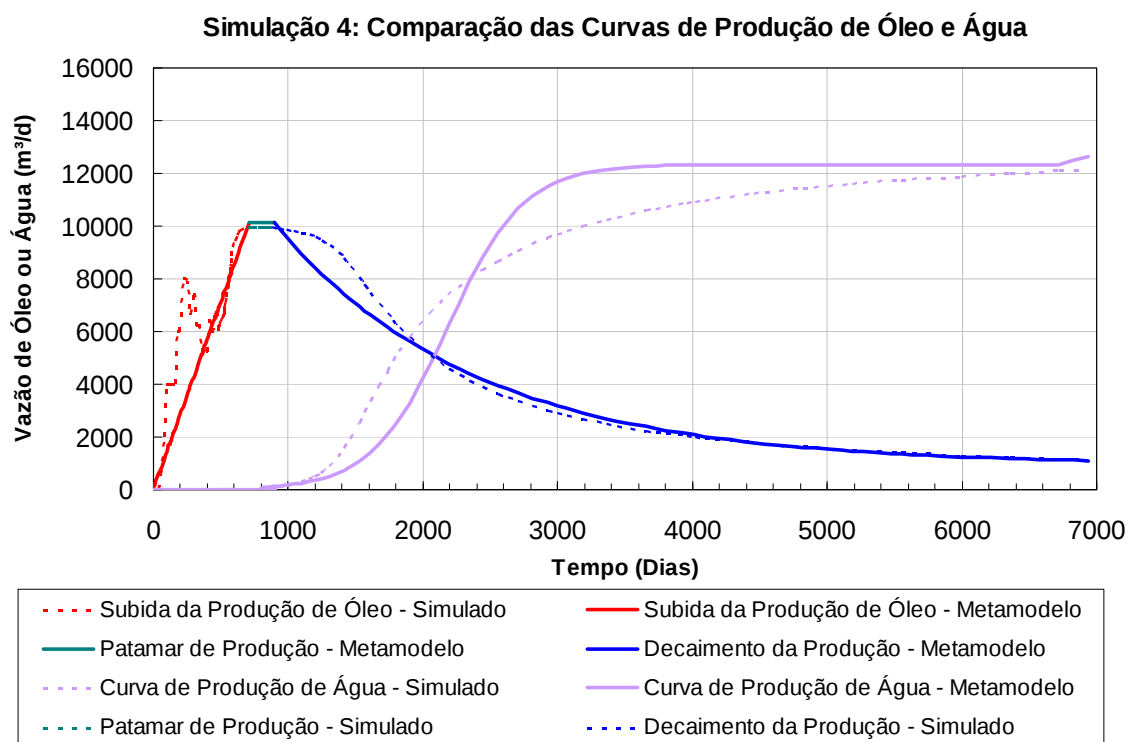


Figura 6: Comparação das curvas de produção (Simulação 4).

Quantitativamente, as curvas de produção de óleo e água geradas a partir dos metamodelos ficaram próximas das curvas geradas pelo simulador numérico de reservatórios de petróleo. A partir das curvas de produção é possível obter os indicadores econômicos de forma rápida, principalmente quando se altera os parâmetros econômicos, tais como: preço de venda do óleo, custos de produção, injeção, perfuração, plataforma, entre outros, permitindo assim, uma integração dos resultados gerados a partir de metamodelos com avaliação econômica. Esse indicador econômico pode ser gerado de forma direta usando metamodelo (Avansi, 2009), porém ter-se-ia que executar todo o processo de geração do metamodelo para cada alteração realizada nos parâmetros econômicos, sendo esta a flexibilidade apresentada quando se gera as curvas de produção.

Conclusões

A principal contribuição deste trabalho foi demonstrar que metamodelos podem ser utilizados na construção das curvas de produção de óleo e água.

O uso de metamodelos para a construção das curvas de produção permite uma maior flexibilidade de aplicação em processos ligados ao desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo. De modo

geral, esse tipo de análise é interessante quando se necessita de uma análise rápida com pouca precisão nos resultados, acarretando assim, uma redução significativa no número de simulações e conseqüentemente, no tempo utilizado no processo de geração de metamodelos.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer ao UNISIM, FAPESP, PRH-ANP, FINEP (CTPETRO), PETROBRAS, CEPETRO e o Departamento de Engenharia de Petróleo pelo suporte para a realização deste trabalho. Gostaríamos também de fazer uma homenagem especial ao professor Saul B. Suslick, que deixou saudades aos docentes, alunos e funcionários da UNICAMP e também um exemplo de vida e de pessoa, pela sua inestimável dedicação ao trabalho e aos amigos.

Referências Bibliográficas

- AVANSI, G. D., SUSLICK, S. B., SCHIOZER, D. J., RISSO, F. V. A.: “Assisted procedures for definition of production strategy and economic evaluation using proxy models”. In: **EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition**. Amsterdam, Holanda, 8-11 Junho, 2009.
- MADEIRA, M. G. **Comparação de Técnicas de Análise de Risco Aplicadas ao desenvolvimento de Campos de Petróleo**. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005. 132 p. Dissertação (Mestrado).
- RISSO, F. V. A., RISSO, V. F., SCHIOZER, D. J.: Aplicação de Planejamento Estatístico e Metamodelos na análise de Risco de Campos de Petróleo. In: **Rio Oil and Gas**. Rio de Janeiro, Brasil, 11-14 Setembro, 2006.