

AJUSTE DE HISTÓRICO PELO MÉTODO HIPERCUBO LATINO

Leticia Steckel (1); Valmir Francisco Risso (2)

¹ Universidade Federal de Pelotas – letisteckel@hotmail.com

² Universidade Federal de Pelotas – vfrisso@gmail.com

RESUMO

Prever o comportamento de um reservatório petrolífero é essencial para planejar e otimizar as estratégias que serão utilizadas durante a sua exploração, buscando sempre maximizar a produção e o lucro. No presente trabalho, a otimização foi feita para o Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos, utilizando dados experimentais e ferramentas como os softwares *Microsoft Office Excel* e o *Computer Modelling Group* (CMG), realizando inicialmente a montagem do modelo do reservatório. Como próximo passo, foram definidos os três atributos incertos mais críticos do projeto, e a partir destes, foi realizado o ajuste de histórico pelo método Hipercubo Latino, através de 54 simulações para aproximar o comportamento do modelo ao máximo em relação ao histórico.

Palavras-chave: simulação de reservatórios, engenharia de reservatórios, Hipercubo Latino.

INTRODUÇÃO

Na indústria de petróleo, durante os processos de exploração e produção, a previsão do comportamento dos reservatórios é de fundamental importância para a tomada de decisões no desenvolvimento e gerenciamento de campos, sendo esta, um trabalho onde os investimentos necessários são de alto custo (MOURA FILHO, 2006).

Deste modo, a Engenharia de Reservatórios é uma maneira essencial de estimar as reservas e outros atributos que auxiliam na alta recuperação econômica da jazida. Além da necessidade de simular, é essencial que a simulação represente de forma fidedigna a realidade do reservatório, mediante a correlação feita pelo processo de ajuste histórico, que consiste na modificação dos atributos incertos através dos dados de produção.

Neste trabalho foram utilizados dados do Campo de Namorado, o que possibilitou identificar parâmetros ideais para o modelo, através do método Hipercubo Latino. Segundo Risso e Risso (2008), o método Hipercubo Latino é caracterizado pela divisão da faixa de incertezas em sub-regiões, onde em cada uma destas regiões são realizados sorteios, forçando que o número de sorteios esteja na faixa correspondente a ser analisada.

Ainda segundo Risso e Risso (2008), o método Hipercubo Latino quando comparado ao método da Árvore de Derivação – uma das metodologias mais consolidadas – apresenta vantagens em relação à quantidade de simulações necessárias e também ao tempo de simulação, já que na Árvore de Derivação ocorre o crescimento exponencial do número de simulações com o aumento do número de atributos incertos.

METODOLOGIA

O tratamento inicial dos dados foi realizado com base nos valores de diversas amostras petrofísicas do Campo de Namorado, disponibilizados pela ANP. Foram fornecidas informações referentes à permeabilidade relativa, compressibilidade da formação, PVT e pressão capilar, obtendo-se as curvas médias do comportamento do reservatório através do software *Excel*. Os dados médios foram utilizados no pré-processador *Builder*, uma ferramenta do CMG que reúne os dados e gera o modelo de simulação.

Após a montagem do modelo do reservatório do Campo de Namorado, é possível a visualização do reservatório em 3 dimensões através do *Results 3D* e também a identificação de dados como a vazão de óleo através do *Results Graph*, ambas ferramentas do CMG. Esses dados podem ser comparados com o histórico, buscando qualificar o modelo utilizado.

Como próximo passo, é feita a análise de sensibilidade. A análise consiste em determinar dez atributos incertos do reservatório, que são: porosidade, permeabilidades nas direções I e J, permeabilidade na direção K, *netgross*, densidade do óleo, contato água/óleo (DWOC), contato gás/óleo (DGOC), permeabilidade relativa gás/óleo (Krog), permeabilidade relativa água/óleo (Krow) e análise PVT (pressão, volume e temperatura). Posteriormente, define-se dentre estes atributos quais os três mais críticos.

Para cada um dos atributos são utilizados três cenários, um pessimista, um provável e outro otimista. Depois de feitas as simulações, os dados de produção de óleo foram comparados com os dados do modelo base. Com isso, pode-se calcular a sensibilidade de cada atributo à mudança de cenário através da Equação 1, e posteriormente, plotar o gráfico tornado para facilitar a visualização.

$$\text{Função objetivo} = \frac{\text{Valor Propriedade} - \text{Valor Simulação Base}}{|\text{Valor Simulação Base}|} \quad (1)$$

Onde a função objetivo é a sensibilidade de cada atributo em um respectivo cenário, sendo que esta depende do valor da propriedade analisada e o valor da simulação no seu caso base, ou seja, considerando todos os parâmetros como prováveis.

Definidos os três atributos críticos, a aplicação do método Hipercubo Latino consiste em determinar os valores destes atributos para que o modelo seja o mais ajustado possível em relação ao modelo real. Os dados são combinados, ou seja, os três atributos em três cenários, resultando assim em 27 simulações. Então, são feitas duas rodadas de simulações, nas primeiras 27 são utilizados valores analisando o quanto cada propriedade pode variar, e na segunda rodada, os dados partem dos melhores da primeira rodada, já que o histórico ainda não foi alcançado, até que haja a melhor aproximação possível.

O método HCL define *ranges* específicos de valores, diferenciando-o de outros métodos e obtendo resultados mais rapidamente. A Equação 2 é utilizada para determinar o menor afastamento em relação ao modelo base, ou seja, a melhor simulação.

$$A = \left(\frac{\sum_{i=1}^n (hi - si)}{|\sum_{i=1}^n (hi - si)|} \right) \sum_{i=1}^n (hi - si)^2 \quad (2)$$

Onde A representa o resultado do afastamento, hi é o dado do histórico do Campo de Namorado e si é o valor obtido na simulação analisada, que é variável.

APLICAÇÃO

O Campo de Namorado (Figura 1) localiza-se na porção central da Bacia de Campos, possuindo uma área de 49,5 km², distante 80 km a sudeste do Cabo de São Tomé e com lâminas d'água entre 120 a 270 metros.

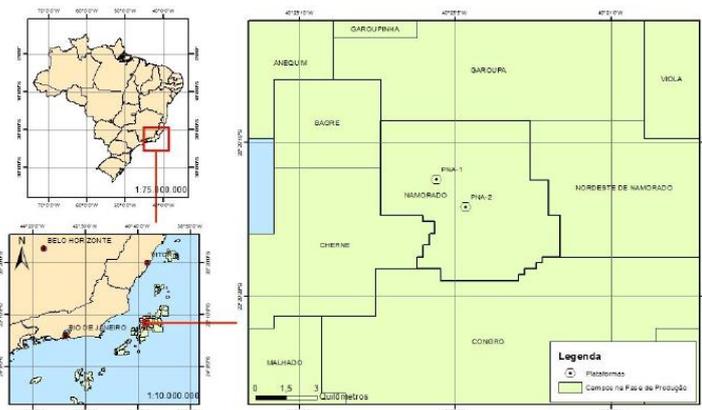


Figura 1: Mapa de localização do Campo de Namorado. Fonte: ANP (2016)

Após o tratamento de todos os dados, o volume estimado do reservatório simulado é de 9.6542E+07 m³ de óleo, 8.55382E+07 m³ de água e 1.9695E+11 m³ de gás, contendo 45 poços entre produtores e injetores, como pode ser visto na Figura 2.

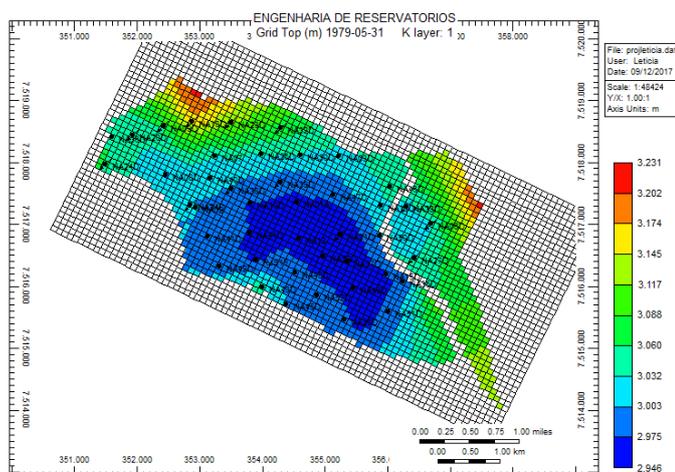


Figura 2: Mapa de topo do reservatório

Após obtido o modelo, este pode ser comparado ao histórico, conforme Figura 3, em que o histórico (pontos azuis) é relacionado com o modelo obtido (linha vermelha), para a propriedade produção de óleo.

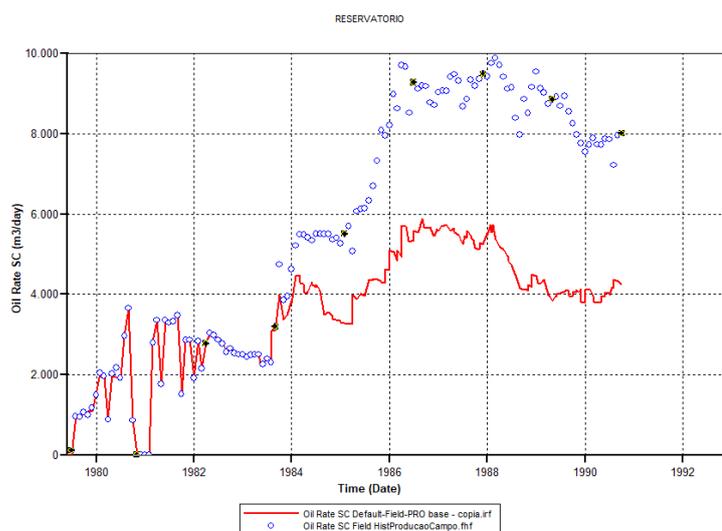


Figura 3: Taxa de produção de óleo comparada com o histórico

Após obtido o modelo, o objetivo principal do trabalho é aproximar a curva do histórico, modificando os parâmetros incertos, através da análise de sensibilidade. Quando foram analisados valores, estes foram multiplicados pelos seus cenários pessimistas e otimistas. Já quando foram utilizados uma tabela de dados, como a porosidade, toda a planilha foi multiplicada. Os três atributos definidos como críticos são DWOC, DGOE e Perm I/J.

A partir dos multiplicadores utilizados na análise de sensibilidade, são feitos sorteios na tabela de HCL - que apresenta três colunas de valores - para que seja definida a quantidade de valores em cada cenário, trazendo mais confiabilidade ao método. Obtidos os valores que irão multiplicar DWOC, DGOE e a tabela de permeabilidade I/J, são feitas 27 simulações e observada a que possui o menor afastamento em relação ao método base.

Pode-se observar que a tendência dos valores de DWOC e Perm I/J é de apresentar

melhores resultados com maiores valores, já o DGOC tende a possuir melhores resultados quando tem seus valores diminuídos, através do cálculo do afastamento pela Equação 2.

A partir do afastamento, o estudo é norteado para as 27 simulações finais, que tem como valores base aqueles que tiveram o melhor resultado na primeira fase e, a partir destes, crescer os valores no caso de DWOC e Perm I/J e diminuir os valores no caso do DGOC.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com a utilização da análise de sensibilidade, pode-se definir os três parâmetros mais críticos que serão otimizados no ajuste de histórico, como mostra a Figura 4 do gráfico tornado.

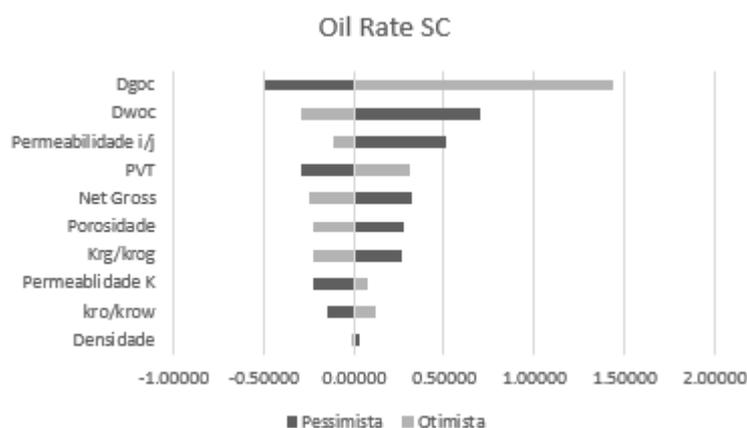


Figura 4: Gráfico tornado para a produção de óleo

Quando comparadas as 27 primeiras simulações (linha vermelha) ao modelo base (linha verde), já é possível notar que a curva se aproxima do histórico (pontos azuis). Ainda assim, quando se compara as primeiras 27 simulações com as 27 seguintes (pontos rosas) a aproximação do histórico é muito notável, conforme Figura 5.

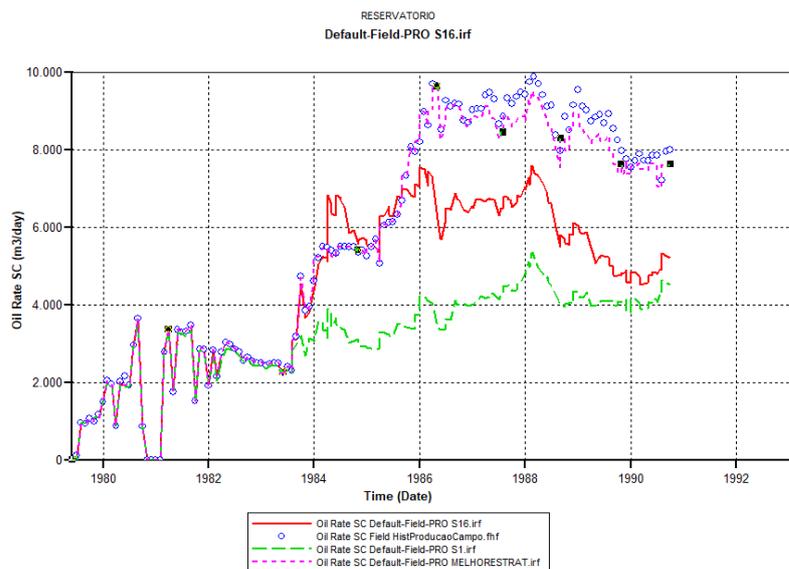


Figura 5: Comparação das 54 simulações para a produção de óleo

O modelo com melhor ajuste obtido, pode ser visto na Figura 6, em que o modelo (linha vermelha) se aproxima significativamente do histórico (pontos rosas).

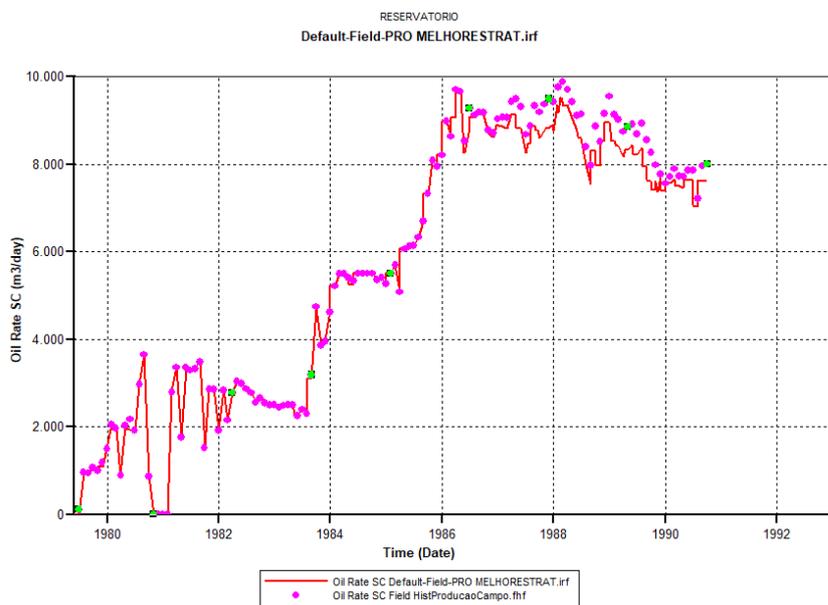


Figura 6: modelo ideal

CONCLUSÕES

É possível concluir sobre a importância de realizar simulações para prever o comportamento de um reservatório. Ademais, é essencial que a simulação tenha seus valores condizentes com o histórico, pois só assim pode-se ter confiança no modelo aplicado.

Além disso, através do presente trabalho foi possível confirmar que o método Hipercubo Latino foi confiável na calibração do modelo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGENCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS (ANP). *Plano de Desenvolvimento do Campo de Namorado*. 2006.

MOURA FILHO, M. A. B. *Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção*. 2006, 131p. Dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo. Campinas-SP.

RISSO, F.V.A.; RISSO V.F. *Aplicação de Técnica do Hipercubo Latino na Análise de Risco*. Unisim on-line, v. 12, n. 33, 2008.