

AJUSTE DE HISTÓRICO PELO MÉTODO DE ANÁLISE DE INCERTEZAS NO CAMPO DE NAMORADO, BACIA DE CAMPOS - RJ

JHORDANA VENCATO DIAS¹; VALMIR FRANCISCO RISSO²

¹Universidade Federal de Pelotas – jhor.vencato@hotmail.com

²Universidade Federal de Pelotas – vfrisso@gmail.com

1. INTRODUÇÃO

A indústria petrolífera brasileira vem crescendo constantemente nas últimas décadas tanto em tecnologia quanto em capital e importância para a economia do país. De fato, é um mercado que gira em torno de investimentos de altíssimos níveis e por isso torna-se extremamente cobiçada e interessante.

O campo de Namorado ao qual é abordado neste trabalho foi descoberto em novembro de 1975 e está localizado na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, Brasil. Está a cerca de 80 km de distância da costa brasileira em uma lâmina d'água que varia de 130 a 240 metros de profundidade e começou a ser produzido em junho de 1979 de acordo com FERREIRA *et al.*, (1990).

Prever o comportamento de um campo petrolífero é algo bem complexo pois lida-se com inúmeras incertezas geológicas, tanto estratigráficas como por exemplo, diversificação de porosidade e permeabilidade, quanto estruturais como falhas ou fraturas nas rochas da formação. Tendo isso em vista, sabe-se que qualquer falta de conhecimento ou até mesmo desatenção podem causar consequências catastróficas à empresa atuante na produção do campo ou setor petrolífero.

Com o intuito de amenizar erros e consequentemente prejuízos, o ajuste de histórico vem nesse âmbito aprimorar os conhecimentos a respeito do campo petrolífero e adequar o modelo computacional do reservatório em estudo aos dados já obtidos através de relatórios de produção de poços, para que a predição comportamental seja a mais próxima do real possível.

É de extrema importância que os operadores conheçam o reservatório ao qual estão lidando, para que possam saber com mais clareza os momentos e locais mais apropriados para perfuração de novos poços e com isso conseguir o maior valor possível de produção de hidrocarbonetos, visando sempre uma maior lucratividade das operações.

2. METODOLOGIA

O modelo de estudo foi simulado com dados obtidos a partir de relatórios de produção de poços do campo de Namorado. Utilizou-se o software de simulação de fluxo CMG (Computer Modelling Group, 2010) para fazer as simulações de produção e posteriormente aplicar os métodos de ajuste de histórico. A aplicação foi feita por um período de 30 anos, abrangendo uma área de aproximadamente 60 Km², além de 40 poços, sendo destes, 27 poços produtores e 13 poços injetores. O ajuste de histórico basicamente consiste em multiplicar os parâmetros selecionados por valores onde alcancem cenários prováveis, pessimistas e otimistas até que se obtenha o menor afastamento possível do modelo simulado com o histórico. Os cenários das simulações foram obtidos a partir do método de árvore de derivação para 3 atributos onde se considerou como incertezas a porosidade, as permeabilidades I e J e o netgross. Foram realizadas 3 tentativas de ajuste de

histórico totalizando 81 simulações, onde a cada tentativa (27 simulações) calculou-se o afastamento entre dados simulados e de histórico. Foram consideradas as distribuições de probabilidade normal e triangular com probabilidade de 60% para provável e 20% para os cenários otimista e pessimista. Os dados de histórico utilizados tratam-se de dados não originais do reservatório, estes dados foram gerados somente para que fosse possível aplicar a metodologia descrita. Para obter os valores de afastamentos levou-se em consideração os valores de produção de óleo e pressão, por se tratarem de parâmetros importantes na indústria E&P. Posteriormente ao ajuste de histórico fez-se como etapa final, a predição comportamental do reservatório por um período total de 20 anos a partir da data final.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Após realizar as primeiras 27 simulações da primeira tentativa abordando todos os cenários possíveis plotou-se os gráficos de produção de óleo e pressão, assim como outros parâmetros com o intuito de verificar o afastamento entre os dados simulados e os dados do histórico para que com isso fosse possível refinar os valores máximos e mínimos dos multiplicadores (os resultados de afastamento para produção de óleo e pressão podem ser verificados na Figura 1). Com a escolha de novos multiplicadores fez-se novamente as 27 simulações da segunda tentativa, repetindo-se o processo fez-se a terceira tentativa, completando 81 simulações (demonstrados para fins de comparação na Figura 1). Sendo assim, as curvas simuladas teoricamente se assemelhariam às curvas do histórico, diminuindo o afastamento entre elas e acrescentando confiabilidade ao modelo.

Após aplicação da metodologia, pode-se obter os seguintes resultados para afastamentos de produção de óleo e pressão do reservatório.

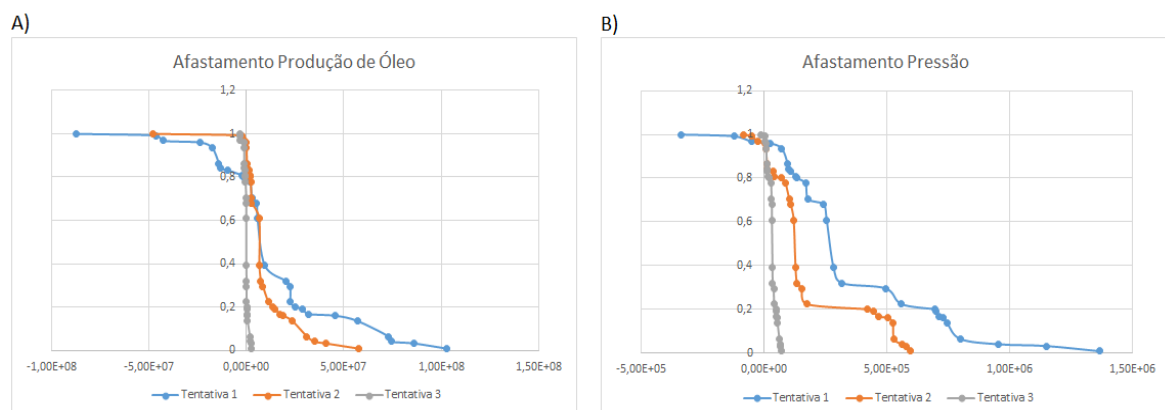


Figura 1: A) Afastamento da Produção de óleo; B) Afastamento da Pressão.

A Figura 1 demonstrada acima indica a evolução das curvas de afastamento para produção de óleo e para a pressão do reservatório conforme foi sendo aplicada a metodologia descrita. Como pode ser percebido, houve uma grande redução na discrepância entre o modelo simulado e o histórico, indicando que o método foi aplicado de forma correta e se mostrando viável para este tipo de análise.

Na Figura 2 pode-se verificar a evolução das curvas de produção de óleo e pressão com relação ao tempo, onde é possível visualizar melhor o comportamento das mesmas conforme as 81 simulações foram sendo aplicadas.

As curvas da Figura 2 foram geradas para fins de comparação diretamente pelo pré-processador Results Graph do programa CMG.

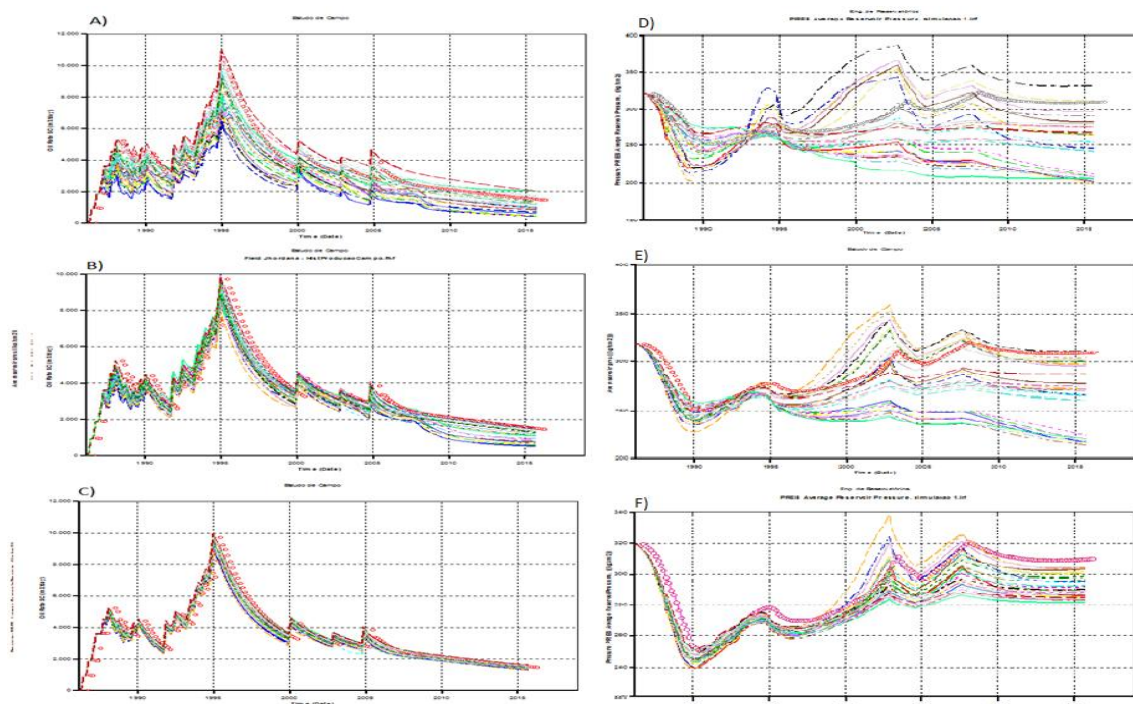


Figura 2: A) Tentativa 1 (Prod. de Óleo); B) Tentativa 2 (Prod. de Óleo); C) Tentativa 3 (Prod. de Óleo); D) Tentativa 1 (Pressão); E) Tentativa 2 (Pressão) e F) Tentativa 3 (Pressão).

Posteriormente ao ajuste de histórico onde se tentou obter o máximo possível de coincidência do modelo simulado com o histórico, fez-se uma predição comportamental dos parâmetros analisados para verificar a viabilidade de produção do reservatório.

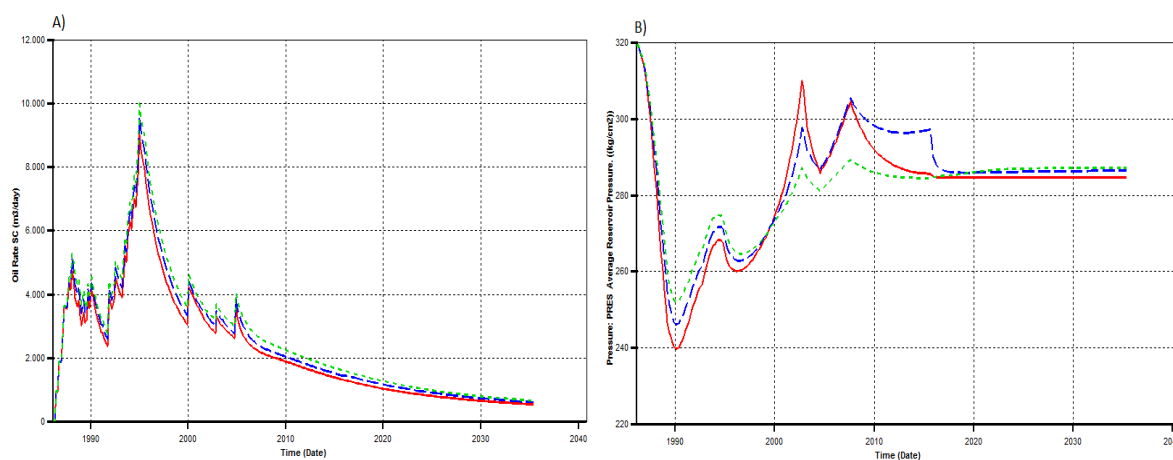


Figura 3: A) Previsão para Produção de Óleo; B) Previsão para Pressão.

A Figura 3 está demonstrando a evolução do comportamento das curvas de produção de óleo e pressão para um período total de 50 anos, desde o começo de

produção do campo. Pode-se verificar que a partir de aproximadamente 34 anos de produção a pressão estabiliza, porém ocorre um declínio muito grande na produção do hidrocarboneto, indicando que seriam necessários outros meios de recuperação para continuar a produção deste campo, ou a se teria que optar pelo seu abandono, pois provavelmente não haveria rentabilidade financeira nos últimos anos.

Os resultados obtidos estão de acordo com o esperado, pois um reservatório de petróleo em média tem vida útil, ou seja, produz hidrocarboneto com viabilidade econômica por um período que vai de 30 a 40 anos.

4. CONCLUSÕES

O método de ajuste de histórico por análise de incertezas se mostrou de grande valia pois os resultados obtidos foram considerados satisfatórios para o caso em questão, onde foi possível observar ao longo das simulações o ajuste das curvas com relação aos dados de histórico, sendo possível assim obter a predição do comportamento futuro do campo.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

FERREIRA Armando de Almeida; FERREIRA Deise Massulo; TAVARES Antonio Fernando Cabral; BEZERRA Maria Carmen Moreira; KHALIL Cartos N. Scale Problems in Namorado Field. LATIN AMERICA PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE. Rio de Janeiro, Brasil. Outubro, 1990. SPE-21140-MS.

FILHO, Marcos A.D.B. **Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção**. 2006. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas.

GIL, Natália Ayumi. **Avaliação de Abordagens para Integração entre Ajuste de Histórico e Análise de Incertezas em Campos de Petróleo**. 2012. Trabalho de Conclusão de Curso - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas.

NETTO S.L. Almeida; SCHIOZER D.J.; LIGERO E.L.; MASCHIO C. History Matching Using Uncertainty Analysis. PETROLEUM SOCIETY OF CANADA. Calgary, Alberta. Junho, 2003. SPE-2003-145.

SABATINO Riccardo; VIVIANI Enea; DELLA ROSSA Ernesto; SALA Claudio; MAFFIOLI Alessandro. Structural Uncertainty Integration within Reservoir Risk Analysis and History Matching. SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. Amsterdam. Outubro, 2014. SPE-170761-MS.

SILVA, Rafael Soares da. **Ajuste de histórico e desenvolvimento de um campo de petróleo**. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

VASCONCELOS, D. D. S. **Mitigação de incertezas através da integração com ajuste de histórico de produção e técnicas de amostragem**. 2011. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo). Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências - Universidade Estadual de Campinas.