

AJUSTE AUTOMÁTICO DE HISTÓRICO DE UM CAMPO OFFSHORE NO BRASIL

José P. M. dos Santos – zepedro@ep-bc.petrobras.com.br

Petróleo Brasileiro S.A., E&P-BC/GERET/GEREV-N

Av. Elias Agostinho 665, Bloco B-301 – 27913-350 – Macaé, RJ, Brasil

Denis J. Schiozer – denis@cepetro.unicamp.br

Universidade Estadual de Campinas, Departamento de Engenharia de Petróleo

***Resumo.** O gerenciamento eficiente de reservatórios de hidrocarbonetos é fortemente influenciado por uma boa previsão de produção a qual é dependente da caracterização do reservatório. A validação desta caracterização, devido à complexidade do fluxo multifásico no meio poroso e às muitas incertezas geológicas envolvidas no processo, é obtida através de um ajuste de histórico de produção associado ao estudo do reservatório em questão. O ajuste de histórico é, geralmente, uma tarefa complexa devido ao grande número de variáveis a serem ajustadas para atingir o objetivo final e, por ser um problema inverso, também pelas diversas soluções possíveis. Técnicas de ajuste automatizado de histórico foram objetos de muitos estudos mas com uma limitada aceitação devido aos grandes esforços computacionais necessários. Atualmente estão ficando mais atraentes em função dos recentes desenvolvimentos de hardware e software. Este trabalho mostra um exemplo de aplicação de ajuste automatizado de histórico usando um campo marítimo do Brasil com ênfase nos benefícios de uso da computação paralela e técnicas de otimização para reduzir o tempo total do processo. Ele mostra que embora o esforço computacional seja alto, o tempo total de um estudo de reservatório pode ser significativamente reduzido com alta qualidade de resultados.*

***Palavras-chave:** Ajuste de histórico, Simulação Numérica, Engenharia de Reservatórios*

1. INTRODUÇÃO

No processo de gerenciamento de reservatórios de hidrocarbonetos uma ferramenta fundamental é a simulação numérica. Através da solução numérica de equações não-lineares que representam o escoamento de fluidos em meios porosos, é possível estimar os comportamentos de pressões, saturações e produções das jazidas. As técnicas de simulação têm evoluído ao longo dos anos (Watts, 1997), bem como as máquinas utilizadas para realizá-la.

Para que um modelo numérico de uma jazida já em produção tenha utilidade e possa ser utilizado para as previsões de comportamento futuro ele deve ser validado através de um ajuste de histórico. Este ajuste é realizado através de alterações nos parâmetros de reservatório (permeabilidades absolutas e relativas, porosidades, compressibilidades, etc.) para reproduzir as propriedades desejadas (vazões, pressões e saturações). Muitas vezes este ajuste é feito por

tentativa e erro, resultando em um número muito grande de simulações e processos ineficientes.

Nos últimos anos alguns trabalhos foram desenvolvidos na UNICAMP para aumentar a eficiência do ajuste de histórico através de processos automatizados. Aqui se pretende mostrar uma metodologia para a utilização das ferramentas disponíveis. O pacote integrador utilizado com o objetivo de ajuste automatizado de histórico é o UNIPAR, programa desenvolvido pelo grupo de Pesquisa em Simulação de Reservatórios (UNISIM) no Departamento de Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica da UNICAMP em parceria com PETROBRAS e FAPESP.

Inicialmente, é apresentada uma revisão bibliográfica sobre o assunto. Existe uma grande quantidade de trabalhos relacionados com ajuste automatizado de histórico. Pretende-se dar uma visão geral dos avanços ao longo do tempo. Os trabalhos realizados na UNICAMP nos últimos anos (Salazar, 1995; Cuervo, 1997; Machado, 1997; Leitão, 1997 e Schiozer, 1997) foram fundamentais para os experimentos aqui realizados.

A motivação para este trabalho é a diminuição do tempo computacional e humano necessários para a realização de um estudo de reservatórios. A etapa de ajuste de histórico de produção consome a maior parte do tempo de um estudo de reservatório, com sua automatização pretende-se melhorar esta relação. Isto é importante devido a crescente necessidade de decisões rápidas dentro da indústria para o desenvolvimento e exploração de uma jazida petrolífera. Além do mais, com um tempo menor de estudo sobra mais tempo para a análise do engenheiro nas alternativas de extrapolação.

2. SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

A simulação de reservatório, segundo Aziz (1994) é uma mistura de: engenharia, física, química, matemática, análise numérica, programação de computadores, experiência e prática do engenheiro. No passado, antes do advento de técnicas numéricas para solução de equações não-lineares e de programas eficientes, modelos físicos e análogos foram extensivamente utilizados para representar o reservatório. No gerenciamento de reservatórios de petróleo esta é uma ferramenta extremamente útil permitindo estimar-se o comportamento de pressões, saturações e produções de uma jazida de hidrocarbonetos submetida à configurações alternativas de poços ou condições de produção.

O simulador matemático de reservatórios consiste de um conjunto de equações diferenciais parciais que expressam a conservação de massa e energia. Além disto acrescenta algumas leis que descrevem os processos de fluxo atuantes no reservatório. Exemplos delas são Darcy (fluxo de fluidos), Fourier (condução de calor) e Fick (transporte de soluto por difusão ou dispersão). As equações diferenciais do modelo são geralmente não-lineares e requerem solução numérica, surgindo então os simuladores numéricos de reservatório. Estes são programas de computador que resolvem equações de diferenças finitas, obtidas a partir das equações diferenciais originais, sujeitas a condições iniciais e de contorno adequadas.

O processo de simulação é composto, basicamente, das seguintes etapas: caracterização de reservatórios, definição e construção do modelo de simulação, ajuste do histórico de produção, previsão de comportamento (extrapolação) e documentação. Todas estas etapas são realizadas através de um trabalho multidisciplinar que envolve engenharia de reservatórios, geologia, geofísica, engenharia de produção e laboratórios. Para que o modelo definido para o estudo seja útil ele deve ser validado através do ajuste de histórico de produção.

2.1 Ajuste de histórico de produção

Existem muitas fontes para as propriedades de rocha e fluidos necessárias ao estudo de

simulação. Por exemplo, porosidade e permeabilidade podem ser obtidas através de análises de testemunhos, perfis de poços e dados de testes de poços. Outros dados são obtidos de testes de laboratório, como permeabilidades relativas e pressões capilares, propriedades de fluidos, etc. Todas estas propriedades e dados utilizados possuem incertezas associadas fazendo com que o modelo não consiga reproduzir fielmente a realidade observada. Estas diferenças existentes entre o modelo e o reservatório verdadeiro podem levar a erros na simulação. Isto leva à necessidade da utilização do ajuste do histórico de produção.

O propósito do ajuste do histórico é testar a validade do modelo construído para o reservatório. A modelagem do comportamento passado pode auxiliar na identificação de fragilidade e inconsistências no modelo. A dificuldade no ajuste de histórico reside no fato de não ter uma solução única devido ao grande número de variáveis envolvidas. Além disto é a tarefa que mais consome tempo em um estudo de reservatórios. Mas, uma vez obtido um ajuste aceitável o modelo pode ser usado para: prever comportamentos futuros, simular diferentes estratégias de operação, estudos de sensibilidade, modelagem de processos de recuperação secundária e terciária, modificações de padrões para melhorar a produção, etc.

Muitas vezes os ajustes de histórico são feitos por tentativa e erro. Com a experiência de ajustes anteriores determina-se quais os parâmetros que serão utilizados; cada parâmetro é alterado na tentativa de ajustar os dados. Caso a alteração não seja adequada outro parâmetro é escolhido e o processo continua até que o ajuste seja considerado satisfatório.

Santos (2000) desenvolveu uma metodologia para automatizar, na medida do possível, este processo, utilizando o programa UNIPAR, desenvolvido pelo grupo de Pesquisa em Simulação de Reservatórios (UNISIM) no Departamento de Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica da UNICAMP em parceria com PETROBRAS e FAPESP.. É certo que apenas algumas etapas do processo foram automatizadas, não sendo definido um ajuste completamente automatizado. É um exemplo deste processo que será mostrado mais adiante.

2.2 Ajuste automatizado

Aqui são apresentados apenas alguns passos no desenvolvimento de ajuste automatizado de histórico. A maior parte dos trabalhos apresentados ao longo dos anos trata de aplicações práticas e muitas vezes envolvem alterações substanciais nos códigos dos simuladores utilizados. Existe uma preocupação com a aplicação e adaptação de algoritmos de otimização ao processo de ajuste de histórico bem como com o desenvolvimento de métodos eficientes para cálculo dos chamados coeficientes de sensibilidade, que são as derivadas parciais da função-objetivo com relação aos parâmetros selecionados para ajuste.

Pode-se dizer que Jacquard (1964) e Jacquard e Jain (1965) *apud* Leitão (1997) foram os primeiros a tratar da automatização do cálculo dos parâmetros de ajuste de histórico, com modelos monofásicos uni e bidimensionais. Apresentaram um método de convolução para o cálculo dos coeficientes de sensibilidade, linearizando a relação entre a função-objetivo (pressão) e as variações das propriedades do reservatório, transmissibilidades e estocabilidades. Determinaram os parâmetros com uma variante do método dos quadrados mínimos lineares.

Jahns (1966) utilizou um método de regressão não-linear de Gauss-Newton para obter automaticamente a distribuição de transmissibilidades e estocabilidades em um modelo monofásico bidimensional. Melhorou a convergência do algoritmo através de uma pesquisa unidimensional ao final de cada iteração Gaussiana. Discorreu sobre problemas da metodologia: seleção do arranjo e do número de zonas em que as propriedades são consideradas constantes e falta de unicidade de solução.

Coats *et al.* (1970) usaram mínimos quadrados lineares e SIMPLEX para desenvolver o LSLP (*Least square and Linear Programming*). A função-objetivo é aproximada por uma combinação linear dos parâmetros, com coeficientes determinados por regressão linear com

minimização dos resíduos. Depois resolve-se o problema inverso determinando-se as propriedades do reservatório, através do SIMPLEX. Esta resolução difere da regressão linear por impor limites a cada variável.

Thomas *et al.* (1972) trouxeram adaptações ao método da regressão não-linear de Gauss-Newton com desempenho melhor que Jahns e Coats. Ao contrário de Jahns que utilizava pesquisa unidimensional, no final de cada iteração eles simplesmente faziam uma verificação: se a função-objetivo diminuía nova iteração era iniciada com os novos valores dos parâmetros, caso contrário uma interpolação quadrática da função na direção do ponto anterior era realizada até atingir o ponto mínimo do intervalo.

Chen *et al.* (1974) e Chavent *et al.* (1975) introduziram, independentemente, a Teoria do Controle Ótimo (*Optimal Control Theory*). É uma aplicação de algoritmos de gradientes ou gradientes conjugados juntamente com uma nova metodologia para cálculo dos coeficientes de sensibilidade. Permitia um aumento do número dos parâmetros de ajuste, antes limitado a dez ou doze.

Na década de 80 foi apresentado um número menor de trabalhos sobre o tema devido à dificuldade de aplicação da teoria à maioria dos casos práticos. Buscou-se métodos mais robustos e eficientes para obter o mínimo da função-objetivo com qualquer aproximação inicial e um tempo aceitável.

Watson e Lee (1986) propuseram modificações ao algoritmo de Marquardt (utilizado para mínimos quadrados não-lineares) com desempenho superior aos dos métodos Gauss-Newton ou *Steepest Descent*. Tornaram independente o cálculo do tamanho do passo e impuseram limites aos parâmetros para garantir a obtenção de valores fisicamente coerentes. Yang *et al.* (1987) entraram com os métodos “Quase-Newton” (*Variable Metric Methods*). São considerados os mais eficientes entre os que utilizam apenas derivadas de primeira ordem, com convergência próxima à quadrática (superlinear).

Bissel *et al.* (1992) usam o método dos gradientes em uma estação de trabalho. Com este trabalho ilustram a robustez e o desempenho do método usando um exemplo simples de campo. A utilização é obtida com a alteração dos códigos de um simulador com o objetivo de computar as derivadas de muitos parâmetros simultaneamente.

Ouenes e Saad (1993) foram os primeiros a utilizar *Simulated Annealing*, um procedimento de minimização global que permite movimentos probabilísticos nas direções de maior valor da função-objetivo. Em função do número de iterações necessárias devido à natureza de busca dos métodos probabilísticos utilizaram paralelização do algoritmo sequencial.

Salazar (1995) apresentou o ajuste de histórico utilizando paralelização externa através do PVM (*Parallel Virtual Machine*). Com esta metodologia não é necessária a alteração dos códigos do simulador, podendo ser utilizado qualquer simulador comercial. Ele propunha a variação de um parâmetro por vez, trabalhando interativamente até obter o ajuste desejado, mas o foco principal deste trabalho era o estudo das vantagens da computação paralela e não o processo de ajuste.

Cuervo (1996) utilizou o método Polítopo (SIMPLEX modificado) para cálculo de dois parâmetros no processo de ajuste de histórico de produção. Ele faz uso das faixas de variações dos parâmetros, podendo utilizar multiplicadores para os mesmos. É um método de busca direta (não utiliza derivadas), bastante robusto, mas com convergência lenta na região de vales.

Todos estes métodos enfrentam dificuldades básicas: multiplicidade de soluções, tempo de processamento e existência de mínimos locais. O trabalho de Leitão (1997) pretendeu desenvolver um sistema de ajuste automatizado em um ambiente paralelo para minimizar as duas últimas dificuldades. Além disto, procurar comparar duas categorias de algoritmos neste novo ambiente: técnicas de busca direta representadas por Polítopo e Hooke e Jeeves, e métodos que utilizam derivadas de primeira ordem, representados pelos métodos dos gradientes (*Steepest Descent*) e Quase-Newton (*Variable Metric Methods*).

Schiozer (1997) usou um dos métodos sugeridos por Leitão (Hooke e Jeeves) com algumas alterações para diminuir o número de simulações. A principal delas foi discretizar o espaço dos parâmetros para evitar simulações muito próximas, o que ocorria principalmente nas regiões de vales da função a ser minimizada.

Machado (1997) aplica análise de sensibilidade ao ajuste de histórico de produção utilizando o programa PVM. A finalidade desta análise é descobrir quais propriedades influenciam mais o ajuste, o sentido preferencial da variação, a influência de modificação nos parâmetros e sugerir quantas e quais propriedades devem ser modificadas no ajuste.

O aumento de capacidade dos computadores e das técnicas de computação paralela viabilizam procedimentos automatizados e mesmo que um número maior de simulações seja necessário, o objetivo é conseguir o mesmo grau de precisão nos resultados em um menor tempo e com a utilização do tempo de especialistas somente nas partes importantes do processo. Os trabalhos desenvolvidos na UNICAMP foram voltados para aplicação de computação paralela no processo de estudo de reservatórios. Com esta linha é que foi desenvolvida a metodologia aqui apresentada.

3. PROCEDIMENTO DE AJUSTE AUTOMATIZADO

No desenvolvimento de um procedimento de ajuste automatizado foram estudados os módulos do programa UNIPAR para confirmar sua eficiência e validade frente às funções-objetivo produção de óleo, produção de água e pressão. Os módulos utilizados foram o de análise de sensibilidade de ajuste de histórico de produção e o módulo de otimização (MOT). Estes estudos foram realizados com relação a vários parâmetros de reservatório.

Com o objetivo de não prejudicar o processo de ajuste algumas recomendações são necessárias:

- A escolha dos parâmetros deve estar baseada na análise de sensibilidade. Deve-se colocar o máximo de parâmetros que possam influenciar o ajuste e verificar quais aqueles que são realmente relevantes.
- Após efetuada a análise de sensibilidade trabalhar com parâmetros com influências semelhantes.
- Após um determinado número de simulações deve-se interromper a otimização e verificar como está se comportando o modelo frente ao histórico. Isto é necessário para evitar que mínimos que não estão representando o reservatório sejam utilizados, principalmente no processo de refinamento local do ajuste.
- Quando se for efetuar ajustes de poços deve-se alterar as propriedades apenas em regiões próximas aos mesmos, evitando-se alterações em poços já ajustados.
- Para um número pequeno de propriedades, o lançamento de 2 a 5 processos parece ser um bom compromisso entre a precisão dos resultados e o número de simulações.
- Ajustes com início muito distante do real devem ser feitos com cautela pois o modelo pode estar errado e as alterações podem não ser efetivas.
- Quando o ajuste está próximo, deve-se ter cuidado para não fazer muitas alterações sem melhoria significativa.
- A inclusão de todos os parâmetros importantes parecer ser melhor do que um de cada vez. Os benefícios são maiores quando há máquinas disponíveis para a computação paralela.

Dos experimentos realizados foi obtido o procedimento mostrado na Figura 1, que procura sintetizar os passos necessários para um ajuste de histórico automatizado.

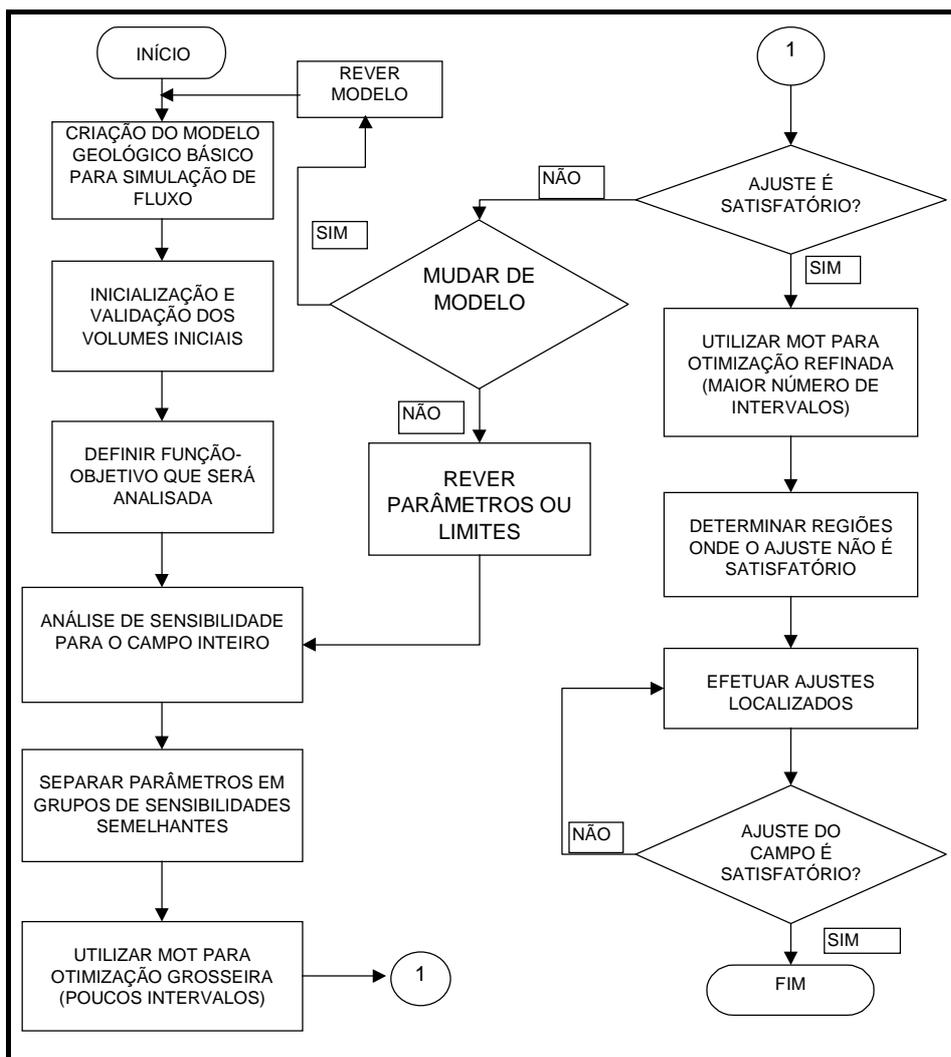


Figura 1 – Fluxograma do processo de ajuste automatizado.

4. EXEMPLO DE AJUSTE DE CAMPO

Foi utilizado um campo real para testar o procedimento desenvolvido. O histórico deste campo abrange 4140 dias com 48 poços, sendo representado por um modelo de 6800 blocos. O modelo utilizava, basicamente, valores médios por camadas para cada propriedade de reservatório. A produção de água, originada de um aquífero e da injeção de água no campo, foi a função-objetivo otimizada. Os parâmetros de ajuste utilizados foram: porosidade, permeabilidades verticais e horizontais e curvas de permeabilidade relativa. Não foi realizado um ajuste regional de poços já que o objetivo era apenas o teste da metodologia. Com um modelo inicial mais aprofundado os resultados seriam mais próximos da realidade. É importante ressaltar a necessidade do trabalho multidisciplinar de caracterização de reservatórios antes de iniciar-se a etapa de ajuste de histórico de produção.

Nas Tabelas 1 e 2 são apresentados os resultados finais obtidos no processo de ajuste e um resumo dos processos de otimização utilizados. Os valores indicados nas tabelas são multiplicadores dos parâmetros, com exceção da inclinação da permeabilidade relativa.

Foram iniciados 3 processos e cada um com vários caminhos (estimativas iniciais diferentes). Isso foi feito para verificar a obtenção de múltiplas soluções. Na prática, isso não seria necessário, sendo recomendado apenas para casos que não demandem muito esforço com-

putacional. Nos exemplos estudados, as soluções obtidas foram parecidas, não justificando a necessidade de vários processos e vários caminhos.

Tabela 1. Valores finais dos parâmetros utilizados na otimização do modelo.

Propriedade	Região	Processo 1	Processo 2	Processo 3	Final (frente ao inicial)
Porosidade	Campo	0,8	0,9		0,72
Permeabilidade i	Campo	0,5	0,5		0,25
Permeabilidade j	Campo	0,5	1,3		0,65
Permeabilidade k	Campo	0,5	-	-	0,5
Alfa de Wyllie*	Campo	3,08 (valor)			3,08 (valor)
Porosidade	Camada 3			0,96	0,6912
Permeabilidade i	Camada 3			0,6	0,15
Permeabilidade j	Camada 3			1,1	0,715
Permeabilidade k	Camada 2			1,4	0,7

* inclinação da curva de permeabilidade relativa usando o modelo de (Wyllie)

Tabela 2. Resumo dos processos de otimização utilizados.

Processo	Propriedades	Caminhos	Caminhos Abortados*	Simulações otimização	Simulações p/ sensibilidade	Total de simulações
Processo 1	5	10	Nenhum	429	49	478
Processo 2	3	5	3	195	23	218
Processo 3	4	5	Nenhum	402	41	443

* caminhos abandonados no meio do processo por chegarem aos mesmos resultados de caminhos já percorridos

Na Figura 2 é mostrado um dos resultados finais obtidos. Conforme já foi mencionado seria necessário realizar-se um ajuste localizado para tentar eliminar as diferenças. Isto está previsto no procedimento de ajuste automatizado, apenas não foi realizado aqui.

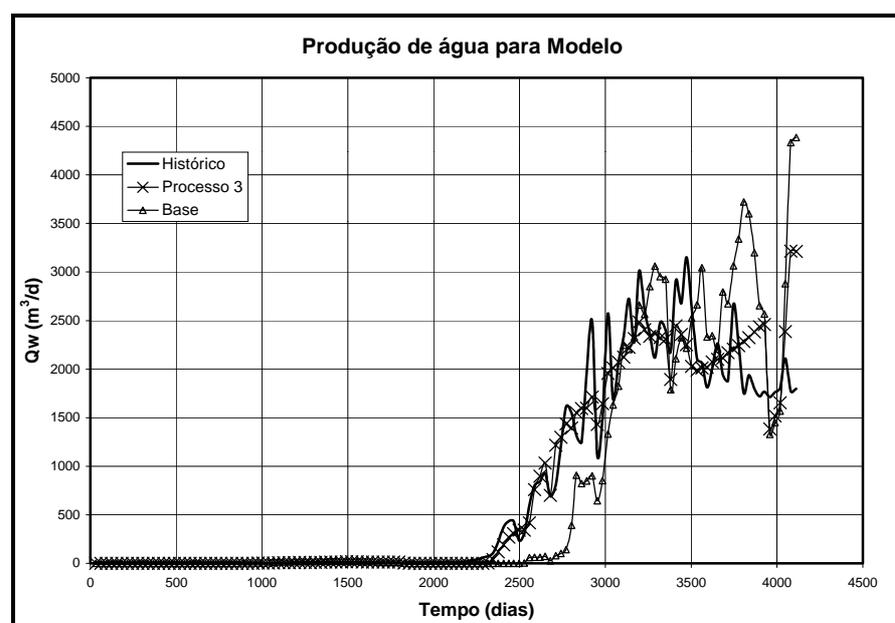


Figura 2- Situação final após ajuste automatizado.

5. CONCLUSÕES

O processo de ajuste é complexo e dificilmente será totalmente automático mas várias etapas do processo podem ser automatizadas, possibilitando economia de tempo e melhor utilização dos especialistas envolvidos. As principais decisões, entretanto, devem continuar sendo feitas com cuidado para não levar a respostas erradas e a um número muito grande de simulações. A computação paralela possibilita uma melhor utilização de redes e torna os processos automatizados mais confiáveis e mais rápidos.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer à PETROBRAS por fornecer condições de desenvolvimento deste trabalho, realizado durante o curso de Mestrado em Ciências de Petróleo junto à UNICAMP, e também a FAPESP e ao CEPETRO pelo apoio fornecido ao longo desta pesquisa.

REFERÊNCIAS

- Aziz, Khalid, 1994, Notes for petroleum reservoir simulation, Department of Petroleum Engineering School of Earth Sciences, Stanford University, Stanford, CA, USA.
- Bissel, R., Killough, J. E. & Sharma, Y., 1992, Reservoir history matching using the method of gradients on a workstation, Proceedings of the SPE European Petroleum Computer Conference, May, 25-27, Stavanger, Norway. p.61-66. SPE 24265.
- Chavent, G. & Dupuy, M., 1975, History matching by use of optimal control theory, Society of Petroleum Engineers Journal, february, pp.74-86. Transactions AIME 259.
- Chen, W. H. *et al.*, 1975, A new algorithm for automatic history matching. Society of Petroleum Engineers Journal, december, pp.593-608. Transactions AIME 257.
- Cuervo, C. H. V., 1997, Otimização do cálculo de parâmetros no processo de ajuste de históricos de produção usando PVM, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, Brasil.
- Coats, K. H., Dempsey, J. R. & Henderson, J. H., 1970, A new technique for determining reservoir description from field performance data, Society of Petroleum Engineers Journal, march, pp. 66-74. SPE 2344.
- Jacquard, P., 1964, Theorie de l'Interpretation des Mesures de Pression, Revue de l'Institut Franc. Du Petrole, vol. 19, n. 3, pp. 297-338.
- Jacquard, P. & Jain, C., 1965, Permeability distribution from field pressure data, Society of Petroleum Engineers Journal, december, pp. 281-294.
- Janhs, H. O., 1966, A rapid method for obtaining a two-dimensional reservoir description from well pressure response data, Society of Petroleum Engineers Journal, december, pp. 315-327.
- Leitão, H. C., 1997, Ajuste de histórico automatizado através de otimização multivariada e paralelização externa, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, Brasil.
- Machado, A. A. V., 1997, Análise de sensibilidade aplicada a ajuste de histórico de produção usando o PVM, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, Brasil.

- Ouenes, A. & Saad, N., 1993, A new, fast parallel simulated annealing algorithm for reservoir characterization, Proceedings of the 68th Annual Technical conference of the SPE, October, 3-6, Houston, Texas, pp.19-29. SPE 26419.
- Salazar Araque, V. M., 1995, Paralelização de ajuste de históricos de produção em rede de estações usando PVM, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, Brasil.
- Santos, J. P., 2000, Determinação de metodologia de ajuste automatizado de histórico, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, Brasil.
- Schiozer, D. J., 1997, Computação paralela aplicada à simulação numérica de reservatórios, Dissertação de Livre Docência, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, Brasil.
- Thomas, L. K., Hellums, L. J. & Reheis, G. M., 1972, A nonlinear automatic history matching technique for reservoir simulation models, Society of Petroleum Engineers Journal, december, pp. 508-514. Transactions AIME **253**.
- Watts, J. W., 1997, Reservoir simulation: past, present, and future, Proceedings of the Society of Petroleum Engineers Reservoir Simulation Symposium, June 8-11, Dallas, pp.333-342.
- Watson, A. T. & Lee, W. J., 1986, A new algorithm for automatic history matching production data, Proceedings of the Unconventional Gas Technology symposium of Society of Petroleum Engineers, May, 18-21, Louisville, KY, USA, pp.235-244. SPE 15228.

AUTOMATIC HISTORY MATCHING OF NA OFFSHORE FIELD IN BRAZIL

***Abstract.** Efficient reservoir management is strongly influenced by good production prediction which depends on a good reservoir characterization. The validation of this characterization, due to the complexity of the dynamics of multiphase flow in porous media and to several geological uncertainties involved in the process, it is obtained through an history matching associated to the study of the reservoir in subject. History matching is usually a very complex task and most of the time it can be a frustrating experience due to the high number of variables to be adjusted to reach a final objective which can be a combination of several matches. Automated history matching techniques were object of several studies but with a limited acceptance due to the large computational effort required. Nowadays, they are becoming more attractive motivated by recent hardware and software developments. This work shows an example of application of automatic history matching using na offshore field in Brazil, with emphasis in the benefits of the use of parallel computing and optimization techniques to reduce the total time of the process. It is shown that although the computational effort is higher, the total time of a reservoir study can be significantly reduced with a higher quality of the results.*

***Key words:** History Matching, Numerical Simulation, Reservoir Engineering*