



2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS

APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE REFINAMENTO LOCAL EM REGIÕES DE INTERESSE DE CAMPOS DE PETRÓLEO

Valmir F. Risso¹, Denis J. Schiozer², Edson Wendland³

^{1,2} DEP – FEM – UNICAMP, Caixa Postal 6052, Campinas – SP, 13083-970

³ SHS – EESC – USP, Caixa Postal 359, São Carlos – SP, 13560-970

¹ valmir@dep.fem.unicamp.br

Resumo – Utilizando modelos computacionais, é possível otimizar o processo de produção e prever o comportamento do reservatório ou de regiões de interesse. Geralmente, isto é dificultado pelo tamanho do reservatório, pelo número de poços, pelo nível de discretização, pela complexidade geológica, pela qualidade e quantidade dos dados que garantam a confiabilidade da simulação. Este trabalho propõe uma metodologia para a redução do esforço computacional e do tempo de simulação, mantendo o nível de precisão de simulações mais complexas, quando o interesse é estudar apenas uma determinada região do campo, por exemplo, na previsão do comportamento de campos maduros. Existem várias técnicas de simulação para estudar este problema, neste trabalho foi estudado o refinamento local, onde foram testados diferentes tipos de malhas. Utilizando a metodologia desenvolvida foi possível, mantendo a precisão, reduzir significativamente o tempo de simulação mantendo o nível de precisão.

Palavras-Chave: simulação numérica, refinamento local, regiões de interesse, campos de petróleo, meio poroso

Abstract – The use of computer models allows the forecast of the behavior of oil fields and the optimization of the production process. Usually, the simulation is hindered by the size of the field, the number of wells, the complexity of the system, and the amount of data necessary to guarantee the reliability of the model. This work addresses the reduction of computational effort, maintaining the level of precision of more complex simulations, when the interest is just in a certain area of the field, for example, in the forecast of the behavior of mature fields. There are several ways to accomplish fast simulations of this type of problem. In this work was studied the local refinement technique, where several different grids were tested. Using the developed methodology it was possible to reduce significantly the time of simulation maintaining a reasonable precision.

Keywords: numerical simulation, local refinement, region of interest, oil fields, porous media

1. Introdução

A simulação numérica de escoamento em reservatórios de produção de petróleo já provou ser um instrumento de extrema importância na avaliação, projeto e desenvolvimento de áreas existentes e recém-descobertas. Utilizando modelos computacionais é possível otimizar o processo de produção e prever o comportamento do reservatório. Geralmente, isto é dificultado pelo tamanho do reservatório, pelo número de poços, pela complexidade geológica, pela qualidade e quantidade dos dados que garantam a confiabilidade da simulação. O tamanho do modelo do reservatório freqüentemente esbarra nos limites impostos pelo equipamento computacional disponível, tanto a memória alocada para manipulação dos dados durante o processo de construção dos sistemas de equações, quanto a velocidade de operação dos processadores mostram-se em certos casos insuficientes. Esse fato é observado freqüentemente em várias aplicações como, por exemplo, em ajuste de histórico de produção.

Como alternativa para este problema pode ser utilizada a técnica de refinamento local. Heinemann et al (1983) aplicaram a técnica de refinamento local dinâmico em simulações de reservatórios e concluíram que o refinamento dinâmico pode melhorar a precisão na caracterização da pressão e da saturação. Wasserman (1987) aplicou a técnica de refinamento local estático em reservatórios tridimensionais e concluiu que os resultados foram melhores, especialmente quando comparados com valores de malhas não refinadas. Nacul et al (1990) estudaram uma técnica de refinamento estático e obtiveram resultados comparáveis aos obtidos quando se utiliza malha fina. Al-Towailib e Liu (1991) estudaram a aplicação do refinamento local como uma alternativa para modelos de grandes dimensões de reservatórios de petróleo e concluíram que o tempo e o esforço humano reduziram e que o ajuste da produção e a previsão do comportamento do reservatório melhoraram com a eliminação de possíveis inconsistências na caracterização do reservatório. Gourley e Ertekin (1997) estudaram técnicas de refinamento local estático e testaram a sua eficiência em modelos com barreiras impermeáveis ao fluxo e obtiveram uma concordância excelente entre os resultados, para a produção de óleo, água e gás. Com a malha refinada a execução foi 12% mais rápida do que com a fina.

O trabalho atual analisa a metodologia baseada na simulação de reservatórios com refinamento local para a redução do esforço computacional e do tempo de simulação, mantendo o nível de precisão de simulações mais complexas, quando o interesse é estudar apenas uma determinada área do campo, por exemplo, na previsão do comportamento de campos maduros.

2. Metodologia

Esta metodologia tem o objetivo de apresentar uma opção para reduzir o tempo de simulação e com isso ajudar na tomada de decisão da escolha da melhor estratégia de recuperação de petróleo (Lake, 1989), escolha esta que é dificultada em reservatórios maiores, pois além das simulações serem muito lentas, devido ao tamanho do reservatório, é necessário realizar inúmeras simulações para definir qual a melhor estratégia.

2.1. Modelo Base

O modelo base é considerado como referência, por ser o “melhor” possível para a análise do problema, pois possui uma malha bastante fina, gerando resultados mais precisos. Os resultados de todos os casos estudados foram comparados a este modelo. O simulador utilizado foi o IMEX (CMG, 1999), utilizando o modelo BLACKOIL.

Foi construído um modelo numérico composto por 6 camadas, 68 linhas e 36 colunas com blocos de 112.5 x 112.5 m (14688 blocos – 10086 blocos ativos). A densidade do óleo foi considerada igual a 887 kg/m³ (28º API). A pressão de bolha foi igual a 211 kgf/cm². A pressão de referência utilizada foi de 322 kgf/cm² a uma cota de -3041 m. Foram utilizados no processo de ajuste 45 poços: 32 produtores e 13 injetores. O reservatório foi ajustado para um período de dez anos, sendo cinco anos de injeção de água. A Figura 1 mostra o modelo geológico 3D do Reservatório.

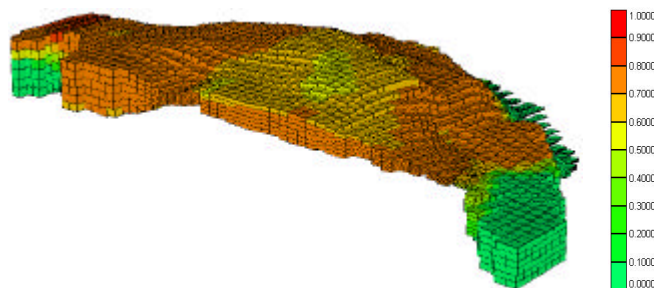


Figura 1: Modelo de simulação do reservatório para a saturação de óleo.

2.2. Região de Interesse

A região de interesse foi escolhida analisando-se a área com maior volume de óleo e isto é observado na Figura 2, indicada pelo quadrado branco (10% da área total), onde se concentra um volume grande de óleo, (33% do volume total). A área de interesse possui 6 camadas, 16 linhas e 16 colunas (1536 blocos).

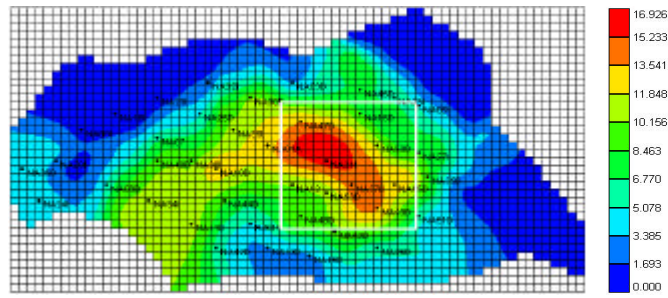


Figura 2: Mapa de volume de óleo por unidade de área do reservatório para definir a região de interesse.

2.3. Método de Refinamento Local

De forma a sistematizar o desenvolvimento da metodologia, a análise foi executada sequencialmente, em etapas:

1. Definição da melhor maneira de utilizar o refinamento local ao se estudar uma região de interesse. Foram testados vários modelos, envolvendo tanto um refinamento com variação gradual, quanto um refinamento com variação brusca entre o tamanho dos blocos.

2. Definição da melhor localização do refinamento local. Foram testados vários modelos, envolvendo tanto um refinamento restrito, quanto um refinamento que ultrapassa a região de interesse.

3. Teste do método de refinamento local. Esta etapa envolveu uma variação entre o tamanho dos blocos dos modelos simulados e o tamanho dos blocos do modelo base. As variações testadas seguiram as seguintes proporções entre o tamanho dos blocos: 1 para 2, 1 para 4 e 1 para 8. Para cada uma destas variações foram analisadas duas situações: com e sem refinamento na região de interesse, ou seja, mantendo ou não a malha do modelo base.

2.4. Forma de Análise dos Resultados

Os resultados foram analisados através da quantificação do erro (em porcentagem) nos resultados das simulações ao longo do período de 10 anos da previsão do comportamento, para a produção acumulada de óleo (N_p), água (W_p) e gás (G_p), tanto para os poços produtores, quanto para a região de interesse e também do tempo de simulação de cada um dos modelos em relação ao modelo base. O erro nos resultados acumulados dos poços foi calculado pela Equação 1, na região de interesse pela Equação 2 e o tempo de simulação pela Equação 3.

$$Ep_i(\%) = \frac{\sum_1^n \left| \frac{R_{bj} - R_{ij}}{R_b} \right|}{n} \times 100 \quad (1)$$

$$Er_i(\%) = \left| \frac{R_b - R_i}{R_b} \right| \times 100 \quad (2)$$

$$Ts_i(\%) = \frac{T_i}{T_b} \times 100 \quad (3)$$

onde,

- Ep_i = erro médio por poço entre modelo "i" e modelo base
- Er_i = erro entre modelo "i" e modelo base
- R_{bj} = resultado do poço "j" do modelo base
- R_{ij} = resultado do poço "j" do modelo "i"
- R_b = resultado acumulado do modelo base
- R_i = resultado acumulado do modelo "i"
- T_b = tempo de simulação do modelo base
- T_i = tempo de simulação do modelo "i"
- Ts_i = tempo de simulação do modelo "i" em comparação com o modelo base

3. Resultados Numéricos

O método de refinamento local consiste em gerar modelos com variação no tamanho dos blocos, procurando manter uma malha mais fina, em regiões, onde seja necessário um maior número de informações, por exemplo, em regiões de poços produtores.

3.1. Tipo e Localização do Refinamento

Para definir o tipo de refinamento foram testadas duas configurações diferentes:

- A variação do tamanho entre blocos é brusca, conforme mostra a Figura 3 (a) e (b);
- A variação do tamanho entre blocos é gradual, conforme mostra a Figura 3 (c) e (d);

Para definir a localização do refinamento foram testadas duas configurações diferentes:

- O refinamento vai além da área de interesse, conforme mostra a Figura 3 (a) e (c);
- O refinamento maior fica restrito à área de interesse, como mostra a Figura 3 (b) e (d).

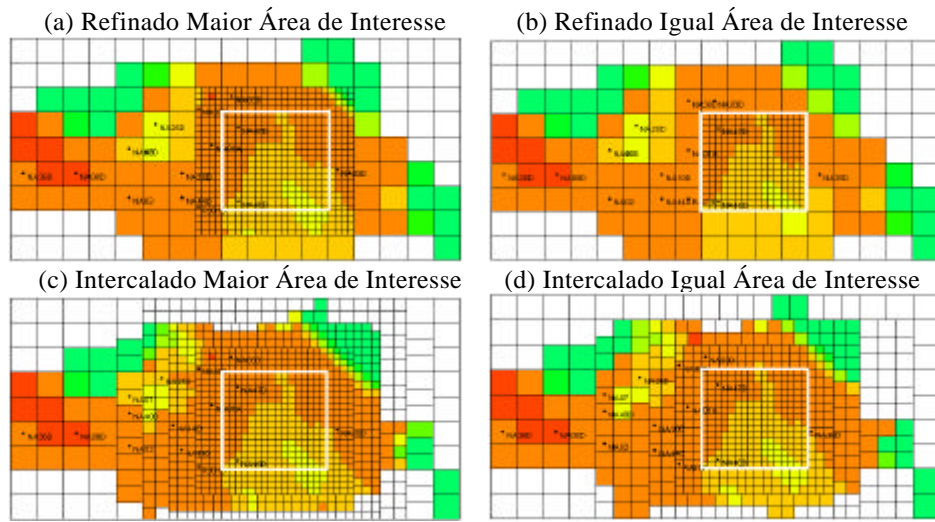


Figura 3: Esquemas de refinamento. (blocos na região de interesse com 112.5 m).

Os erros nos resultados de cada modelo em relação ao modelo base podem ser visualizados na Figura 4.

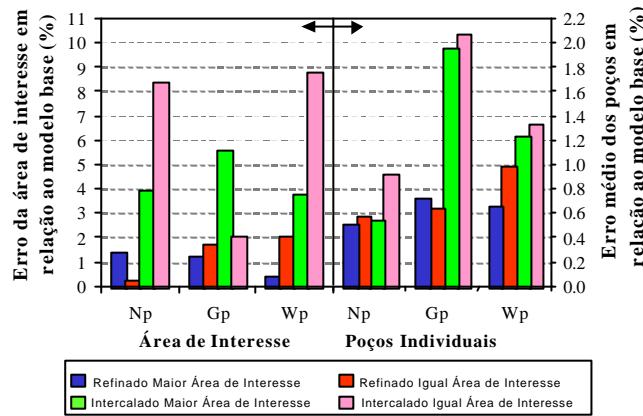


Figura 4: Erros nas produções acumuladas em relação ao modelo base, quanto ao tipo e localização do refinamento.

O tempo de simulação de cada modelo em relação ao modelo base podem ser visualizados na Figura 5.

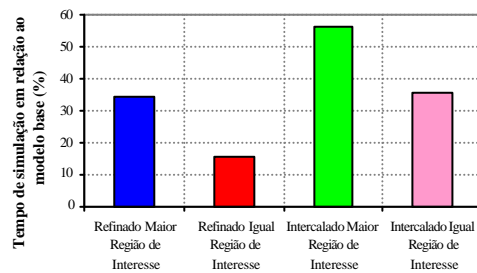


Figura 5: Tempo de simulação em relação ao modelo base, quanto ao tipo e localização do refinamento.

Analisando-se as figuras acima é possível concluir, após análise dos erros na produção da região de interesse e dos poços produtores (Figura 4) e do tempo de simulação (Figura 5), que o melhor modelo para este caso foi aquele que utilizou um refinamento igual à área de interesse, com uma variação brusca no tamanho dos blocos entre a região de interesse e o restante do reservatório.

3.2. Modelos Refinados e Não Refinados

Após definir o tipo e a localização do refinamento, foram testadas várias proporções entre o tamanho dos blocos situados fora da região de interesse do modelo base e dos modelos refinados: 1:2, 1:4 e 1:8. Para cada um destes casos foram analisadas duas situações: com refinamento, sendo que para a região de interesse foi mantida a malha do modelo base, como mostra a Figura 6 (a), (c) e (e), e sem refinamento, de acordo com a Figura 6 (b), (d) e (f). Os resultados de cada um destes casos foram comparados ao modelo base.

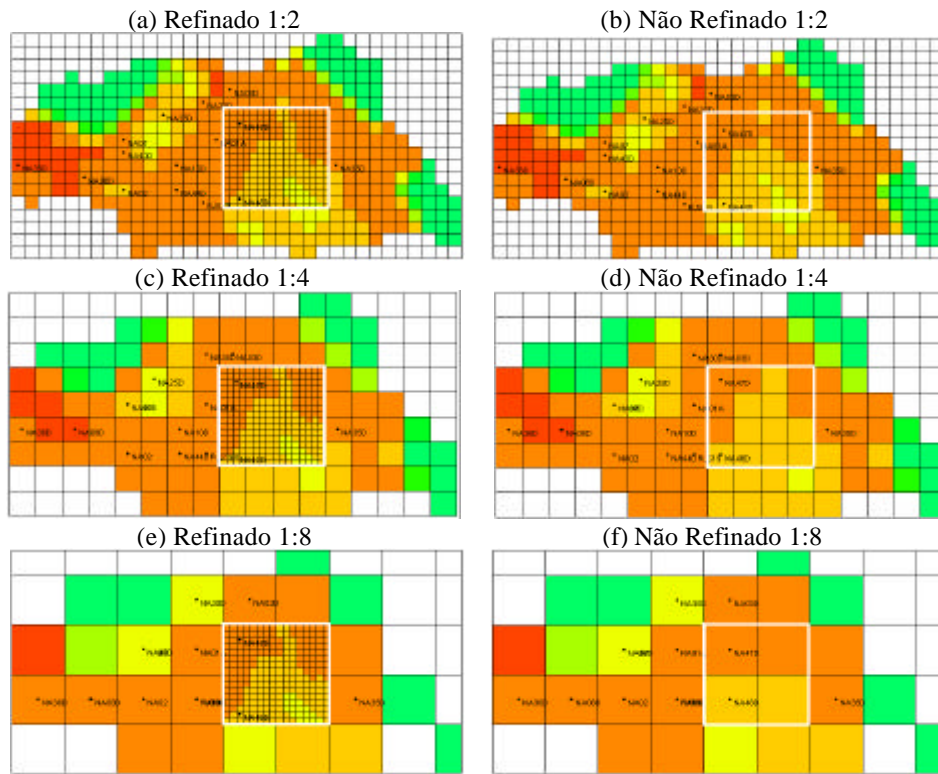


Figura 6: Modelos de simulação utilizando refinamento local.

Os erros nos resultados de cada modelo em relação ao modelo base podem ser visualizados na Figura 7.

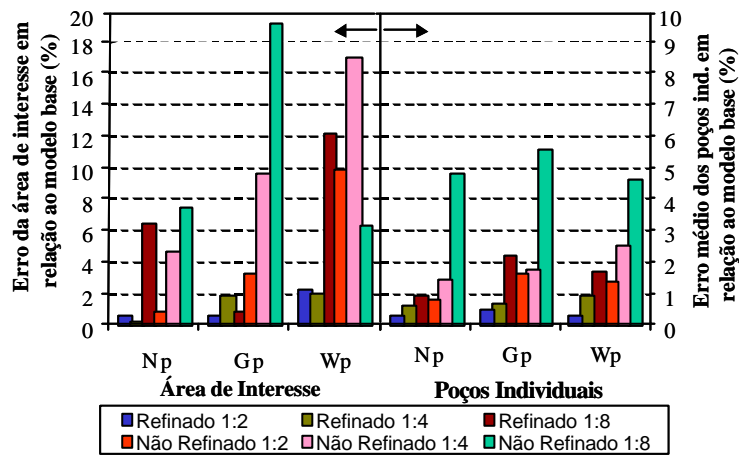


Figura 7: Erros nas produções acumuladas dos modelos refinados e não refinados em relação ao modelo base.

O tempo de simulação de cada modelo em relação ao modelo base podem ser visualizados na Figura 8.

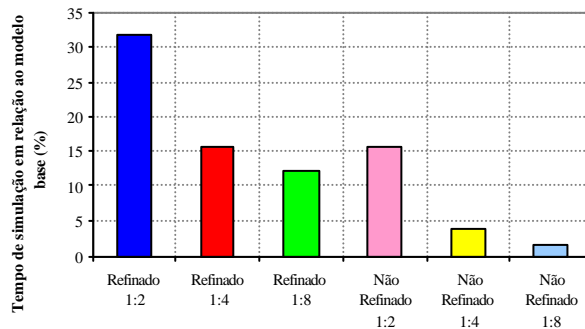


Figura 8: Tempo de simulação dos modelos refinados e não refinados em relação ao modelo base.

Ao se analisar os modelos com e sem refinamento, observa-se que os modelos sem refinamento obtiveram os piores resultados na produção (Figura 7) e os melhores resultados em relação ao tempo de simulação (Figura 8). Como os erros foram mais significativos do que o ganho no tempo de simulação, conclui-se que o refinamento tem grande importância na redução da variação dos resultados.

Com estes resultados pode-se afirmar que, para este caso, a proporção ideal foi de 1:4, pois a partir deste tamanho os poços começaram a se localizar no mesmo bloco, ocasionando erros muito significativos. Os erros, para o modelo refinado 1:4, foram de 0,28% no Np, 1,74% no Gp e 2,02% no Wp da região de interesse e de 0,58% no Np, 0,64% no Gp e 0,98% no Wp na média dos poços produtores. O ganho no tempo de simulação foi de 84,39%.

Em reservatórios muito grandes, para reduzir significativamente o tempo de simulação, é necessário utilizar uma malha mais grosseira, porém se o número de poços for grande ou se a distância entre eles for pequena talvez não seja viável. Neste caso para que o método se torne eficiente é necessário manter os poços, principalmente produtores e injetores, em blocos diferentes e para isso o tamanho da malha deve ser menor, e isso aumenta o tempo de simulação.

4. Conclusões

Este trabalho descreve uma metodologia utilizada na redução do tempo de simulação, quando o objetivo é testar estratégias de recuperação em determinadas regiões de reservatórios de petróleo, por exemplo, em previsão de comportamento de reservatórios maduros. Para tanto, foi utilizada a técnica refinamento local.

Inicialmente, um modelo base, com uma malha bastante fina, foi construído para ser utilizado como referência na comparação dos resultados dos modelos testados, permitindo fazer as seguintes conclusões:

- A melhor situação foi refinar somente na região de interesse, pois ao se refinar além desta a redução do erro foi muito pequeno em relação ao acréscimo do tempo gasto na simulação.
- Os modelos com malha grosseira sem refinamento local obtiveram os maiores erros na produção e a maior redução no tempo de simulação. Com isso, pode-se afirmar que o refinamento é imprescindível para manter a precisão nos resultados.
- Analisando-se o erro percentual da região de interesse em relação à mesma região do modelo base, observou-se que os melhores resultados foram obtidos com o modelo refinado na proporção 1:4, ou seja com uma malha intermediária, onde os poços estavam situados em blocos diferentes. O ganho no tempo de simulação foi de aproximadamente 85% em comparação com o modelo base.
- O modelo com refinamento local, na proporção 1:4, também apresentou os melhores resultados na análise comparativa do comportamento individual dos poços da região de interesse.
- Os resultados obtidos permitem concluir que o método de refinamento local é uma técnica viável para a redução do tempo e do esforço computacional, mantendo a precisão desejada na região de interesse.

5. Agradecimentos

Os autores agradecem ao CNPq (Conselho de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pelo suporte financeiro (Processo 133173/00-3), que permitiu o desenvolvimento deste trabalho.

6. Referências Bibliográficas

- AL-TOWAILIB, H. S., LIU, J. S., "The Application of Local Grid Refinement To Simulate a Large Hydrocarbon Reservoir as an Alternative to a Two-Model Approach", Paper SPE 21392. SPE Middle East Oil Show, Bahrain, 16-19 November, 457-470, 1991.
- CMG (COMPUTER MODELLING GROUP), "IMEX User's Manual", Calgary, Alberta, Canada, 617 pp, 1999.
- GOURLEY, E. N., ERTEKIN, T., "Application of a Local Grid Refinement Technique to Model Impermeable Barriers in Reservoir Simulation", Paper SPE 39216. SPE Eastern Regional Meeting, Lexington, KY, 22-24 October, 49-57, 1997.
- HEINEMANN, Z. E., GERKEN, G., HANTELIMANN, G. V., "Using Local Grid Refinement in a Multiple-application Reservoir Simulator", Paper SPE 12255. Reservoir Simulation Symposium, San Francisco, CA, 15-18 November, 205-218, 1983.
- LAKE, L. W., "Enhanced oil recovery". Prentice-Hall, Inc. A Division of Simon & Schuster, Englewood Cliffs, New Jersey 07632, 550 pp, 1989.
- NACUL, E. C., LEPRETE, C., PEDROSA, O. A. JR., GIRARD, P., AZIZ, K., "Efficient use of domain decomposition and local grid refinement in reservoir simulation". Paper SPE 20740. 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, New Orleans, LA, 23-26 September, 245-256, 1990.
- WASSERMAN, M. L., "Local Grid Refinement for Three-Dimensional Simulators", Paper SPE 16013. Ninth SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Texas, 1-4 February, 231-241, 1987.