

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



TÍTULO DO TRABALHO:

Simulação Numérica de Reservatórios Fraturados Incluindo Efeitos Não-Darcy

AUTORES:

Antonio Luiz Zacchi Junior, Grazione de Souza, Adolfo Puime Pires

INSTITUIÇÃO:

Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo/LENEP, Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro/UENF

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela a 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.

Simulação Numérica de Reservatórios Fraturados Incluindo Efeitos Não-Darcy

Abstract

Inertial effects are typical in naturally fractured gas reservoirs. At moderate flow velocities in porous media pressure gradient is proportional to fluid velocity and can be expressed by Darcy's law. However, at high velocities, besides viscous forces there is also a force component due to inertial and/or turbulent effects. Generally, such behavior occurs in gas flow and in naturally fractured reservoirs (NFRs). In these cases, Forchheimer's equation is an alternative to model porous media turbulent flow (non-Darcy effects). In this context, the objective of this work is the analysis of gas flow in naturally fractured porous media, using Forchheimer's equation and a layered reservoir model for fractures. A numerical simulator was built and about one hundred cases run. Results obtained show significant differences between Darcy's and Forchheimer's models for gas flow at high rates. Comparisons made also presented that fracture permeability and thickness have strong influence on reservoir depletion.

Introdução

O gás natural tem aumentado sua participação na matriz energética brasileira, especialmente por ser uma fonte de energia menos poluente que o petróleo. Isto faz com que o país busque a auto-suficiência na produção de gás, através de esforços exploratórios na descoberta de novas jazidas e pelo uso de novas tecnologias de produção. Um importante passo para atingir esse objetivo é entender a física do escoamento em reservatórios de gás. Neste contexto, efeitos inerciais/turbulentos são significativos e, por isso, tem sido alvo de diversos estudos.

Quando o fluxo através de um meio poroso ocorre a velocidades moderadas, o gradiente de pressão pode ser expresso pela conhecida lei de Darcy. Neste caso, são considerados apenas efeitos viscosos e o gradiente de pressão é proporcional à velocidade do fluido. A altas vazões, no entanto, além da força viscosa existem efeitos inerciais/turbulentos, também conhecidos como efeitos não-Darcy. Geralmente estes tem importância no caso de fluxo de gás, quando normalmente são altas as vazões de produção.

Os fenômenos turbulentos são significativos, por exemplo, nas imediações de poços (convergência das linhas de fluxo), em sistemas de gás de condensação retrógrada ou no escoamento em meios naturalmente fraturados (*Naturally Fractured Reservoirs*, NFRs) (AYALA *et al.*, 2007). Para uma modelagem adequada dos comportamentos inerciais tem sido aplicada a equação de Forchheimer (LI *et al.*, 2001). Esta lei contempla os efeitos turbulentos através de um termo adicional à lei de Darcy.

Como mencionado, os fluxos turbulentos podem estar presentes nos chamados NFRs. Os reservatórios de hidrocarbonetos usualmente apresentam heterogeneidades, e uma das mais relevantes é causada pelas fraturas naturais, como ilustrado na Fig. 1. Estas são fragmentações das rochas como consequência de fatores geológicos (AGUILERA, 1980). Os NFRs são importantes mundialmente para recuperação de hidrocarbonetos, e por isso, diversas pesquisas tem sido realizadas para entender o comportamento destas fraturas nos reservatórios e a sua influência no escoamento dos fluidos.

No caso de reservatórios fraturados soluções analíticas são limitadas a casos relativamente simples, como por exemplo, fluxo unidimensional ou radial de fluidos incompressíveis ou de pequena compressibilidade. WARREN e ROOT (1963) introduziram modelos idealizados de dupla-porosidade (apenas as fraturas produzem diretamente para o poço) no estudo de reservatórios naturalmente fraturados. O modelo foi baseado no regime pseudopermanente, fluxo monofásico e incompressível.

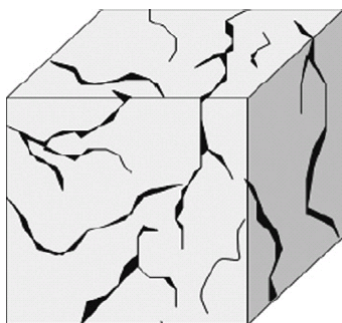


Figura 1: Aspecto típico de reservatório naturalmente fraturado (AYALA *et al.*, 2007).

WATTENBARGER e RAMEY (1968, 1969) estudaram o efeito do fluxo não-Darcy para reservatórios homogêneos e hidráulicamente fraturados, no contexto de testes de pressão. Os autores concluíram que a análise de testes de pressão, tanto para gás ideal quanto real, poderia resultar em distintos resultados se levado em consideração o efeito da turbulência.

TAVARES *et al.* (2006) analisaram o efeito combinado do dano de formação com a dupla porosidade. Os resultados indicaram que a estimativa do dano de formação é altamente afetada pela presença do fluxo não-Darcy. Para altas vazões, o valor do dano de formação calculado pode ser de cinco a quinze vezes maior que o dano estimado.

Dentro do contexto apresentado este trabalho tem por objetivo estudar o fluxo de gases reais em meios porosos naturalmente fraturados, com incorporação de efeitos não-Darcy através da utilização da equação de Forchheimer. A importância prática deste problema está na determinação do campo de pressões dentro de um reservatório e do perfil de queda de pressão no poço, o que auxilia na escolha da estratégia de exploração dos hidrocarbonetos. Um simulador bidimensional em coordenadas cilíndricas foi construído para a obtenção de resultados em experimentos numéricos de produção do reservatório.

Metodologia

A formulação aqui adotada faz uso de três equações básicas: balanço de massa, equação de estado e a equação de Forchheimer. Escoamentos radial e vertical foram considerados no modelo bidimensional de geometria cilíndrica. Além disso, temos as seguintes premissas: meio poroso heterogêneo; fratura e matriz de alta e baixa condutividades, respectivamente; espessura constante de fratura; rocha com compressibilidade pequena e constante; porosidades constantes; forças gravitacionais desprezíveis; ausência de reações químicas; poço penetra totalmente a formação; ausência de estocagem e fluxo monofásico isotérmico.

Para o caso abordado, utiliza-se a seguinte equação de balanço de massa:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho(p) v) + \frac{\partial}{\partial z} (\rho(p) v) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho(p)), \quad (1)$$

onde ρ representa a massa específica, p indica a pressão do gás, v é a velocidade superficial de escoamento e ϕ é a porosidade.

O modelo de camadas foi adotado para a representação das fraturas. Este tipo de configuração baseia-se em camadas retangulares de meio poroso dividido horizontalmente por um conjunto de fraturas

paralelamente dispostas, como apresentado na Fig. 2. Considera-se uma configuração de dupla-porosidade, no qual a matriz alimenta as fraturas e apenas estas estão em contato com o poço.

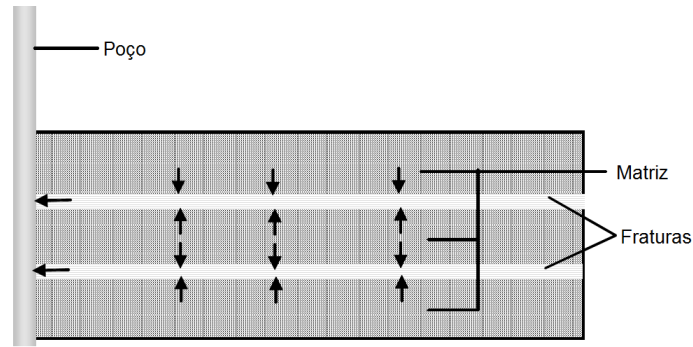


Figura 2: Modelo de dupla-porosidade e camadas para NFR (adaptada de TAVARES *et al.*, 2006).

Convencionalmente, a lei de Darcy é aplicada para relacionar o gradiente de pressão e a velocidade superficial no fluxo em meios porosos. A sua forma na direção radial, por exemplo, é:

$$-\frac{dp}{dr} = \frac{\mu(p)}{\kappa_r} v_r, \quad (2)$$

onde μ é a viscosidade do fluido, κ representa a permeabilidade e o subscrito r indica a direção radial.

A lei de Darcy contempla apenas efeitos viscosos. Por outro lado a equação de Forchheimer, que incorpora efeitos inerciais/turbulentos, pode ser escrita na forma:

$$-\frac{dp}{dr} = \frac{\mu(p)}{\kappa_r} v_r + \beta_r \rho(p) v_r |v_r|, \quad (3)$$

onde β_r é o coeficiente de fluxo não-Darcy, em geral calculado através de correlações em função de permeabilidade, porosidade e em alguns casos, tortuosidade.

A Eq. (3) considera fluxo radial positivo no sentido de orientação r . Para a formulação utilizada, a Eq. (3) pode ser reescrita na forma da lei de Darcy modificada:

$$v_r = -\delta_r(p) \frac{\kappa_r}{\mu(p)} \frac{dp}{dr}, \quad (4)$$

onde

$$\delta_r(p) = \frac{1}{1 + \frac{\kappa_r}{\mu(p)} \beta_r \rho(p) |v_r|} \quad (5)$$

é o fator de correção Laminar-Inercial-Turbulento na direção radial. Para fluxo laminar δ_r é igual a 1 e a equação recupera a lei de Darcy. Em relação à massa específica, a equação de estado para o gás real pode ser escrita como:

$$\rho(p) = \frac{pM}{Z(p)RT}, \quad (6)$$

onde M é a massa molecular do gás, $Z(p)$ é o fator de desvio do gás real, R simboliza a constante universal dos gases e T é a temperatura.

Substitui-se as Eqs. (4) e (6) em (1) e após manipulações algébricas tem-se como resultado a equação da difusividade hidráulica bidimensional para o escoamento de um fluido compressível em meios porosos:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \delta_r(p) \frac{\kappa_r p}{Z(p) \mu(p)} \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\delta_z(p) \frac{\kappa_z p}{Z(p) \mu(p)} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = \frac{\phi(c_g(p) + c_f) p}{Z(p)} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (7)$$

onde c_f é a compressibilidade da formação e c_g indica a compressibilidade do gás real.

Neste trabalho a Eq. (7) foi resolvida numericamente pela aplicação do Método de Diferenças Finitas aliado ao Método Iterativo Totalmente Implícito (ABOU-KASSEM *et al.*, 2006). Após um processo de discretização, a Eq. (7) pode ser escrita na forma (o sobrescrito $n+1$ indica o tempo de avaliação das propriedades e da pressão):

$$\left\{ \begin{aligned} & T_{ri+1/2,k}^{n+1} (p_{gi+1,k}^{n+1} - p_{gi,k}^{n+1}) - T_{ri-1/2,k}^{n+1} (p_{gi,k}^{n+1} - p_{gi-1,k}^{n+1}) \\ & + T_{zi,k+1/2}^{n+1} (p_{gi,k+1}^{n+1} - p_{gi,k}^{n+1}) - T_{zi,k-1/2}^{n+1} (p_{gi,k}^{n+1} - p_{gi,k-1}^{n+1}) + q_{gsc}^{n+1} \end{aligned} \right\} = \frac{1}{\Delta t} \left(\frac{V_{i,k} \phi}{B_g^n} (c_g^{n+1} + c_f^{n+1}) \right)_{i,k} (p_{gi,k}^{n+1} - p_{gi,k}^n), \quad (8)$$

onde B_g é o fator-volume-formação do gás, representado por

$$B_g = \frac{p_{sc} T Z(p)}{T_{sc} p}, \quad (9)$$

e p_{sc} e T_{sc} são a pressão padrão e a temperatura padrão, respectivamente. Ainda em (8), $V_{i,k}$ é o volume do bloco considerado, $T_{ri\pm 1/2,k}$ ($T_{zi,k\pm 1/2}$) representa a transmissibilidade radial (vertical) entre os blocos i e $i\pm 1$ ($k\pm 1$) da malha computacional, escrita de forma geral como:

$$T_r = \frac{A_r k_r}{\mu(p) B_g(p) \Delta r}, \quad (10)$$

Na Eq. (10), A_r é a área de contato entre blocos na direção radial e Δr indica a distância radial entre os centros dos blocos considerados para o cálculo da transmissibilidade (cálculos similares para T_z).

O termo fonte:

$$q_{gsc,bB}^n = \frac{T_{b,bB}^n}{\sum_{l \in n_f} T_{b,l}^n} q_{spsc} \quad (11)$$

representa a vazão de superfície como um somatório de vazões proporcionais à transmissibilidade do bloco de fratura produzindo (seguindo o modelo de dupla porosidade, apenas as fraturas enviam fluido diretamente para o poço).

O símbolo $T_{b,l}$ representa a transmissibilidade de um bloco em contato com o poço, sendo $T_{b,bB}$ a transmissibilidade do bloco que está associado à vazão $q_{gsc,bB}$. O termo q_{spcs} é a vazão total do poço.

Resultados e Discussão

Cerca de cem simulações foram realizadas para testar o modelo. O caso padrão para os testes considera um reservatório cilíndrico, rocha com compressibilidade de $3,0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$, raio igual a 6000 ft (1828,8 m) e altura de 150,2 ft (45,78 m). As permeabilidades da matriz são iguais a 0,1 e 100 mD nas direções radial e vertical, respectivamente, enquanto nas fraturas as permeabilidades, radial e vertical, são iguais a 100 D. A matriz apresenta porosidade de 0,1, enquanto na fratura a porosidade é igual a 1,0. A pressão inicial adotada é 5000 psi e a temperatura 100 °F. Foram utilizadas duas fraturas de altura igual a 0,01 ft, seguindo o modelo da Fig. 2. Para propriedades do gás, foram utilizados os seguintes dados: $M=17,376 \text{ lb-mol}$, temperatura padrão de 60 °F e pressão padrão de 14,7 psi. O raio do poço foi fixado em 0,3 ft.

O modelo foi discretizado com 12 blocos na direção radial e 5 na direção vertical. O tempo de simulação foi 10 dias. No início da simulação, o passo de tempo adotado foi de $1,0 \times 10^{-7}$ dias e esse valor é multiplicado por um fator igual a 1,005 até atingir um valor máximo de 2,0 dias. Os testes realizados contemplam variações de vazões (Fig. 3), tamanho e permeabilidade da fratura (Fig. 4) e tempo de produção em relação às informações configuradas para o caso padrão (Fig. 5).

Muitas investigações tratando do coeficiente β tem sido realizadas (LI *et al.*, 2001). Dentre as diversas relações existentes na literatura, a de JONES (1987) foi escolhida para os testes aqui apresentados:

$$\beta = (6,15 \times 10^{10}) k^{-1,55} \quad (12)$$

Para a viscosidade e o fator de desvio do gás real foram utilizadas as correlações de Lee-Gonzalez-Eakin e Dranchuk & Abou-Kassem, respectivamente (AHMED, 2007).

A Fig. 3 apresenta resultados para a variação de vazão considerando os modelos com e sem turbulência. Pode-se notar que quanto maior a vazão, maior o afastamento entre os resultados dos dois modelos (Tabela 1). Mesmo para a vazão mais baixa, de 10 MM scf/dia, os resultados já apresentam alguma diferença. Em relação às fraturas, o aspecto característico de duas retas com inclinação semelhante, separadas por uma pequena região de transição, é compatível com a solução analítica do problema.

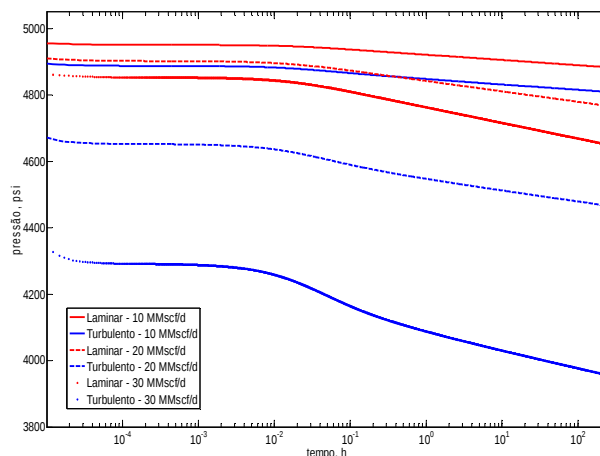


Figura 3: Efeito da vazão na pressão de fluxo do poço, considerando os modelos de Darcy e de Forchheimer.

Tabela 1: Diferença percentual entre resultados com e sem turbulência.

Vazão	Diferença relativa ¹ %
10 MM scf/d	1,55
20 MM scf/d	6,74
30 MM scf/d	17,54

¹Calculada utilizando a diferença entre valores da pressão no poço para modelos com e sem turbulência em 10 dias de produção, considerando correto o valor com turbulência.

A Fig. 4 aborda variações de dois importantes parâmetros para a descrição das fraturas, sua espessura e sua permeabilidade. Quanto maior a condutividade, menor a queda de pressão no poço. Isto pode ser observado pelas menores quedas de pressão para os casos de maiores espessura e permeabilidade.

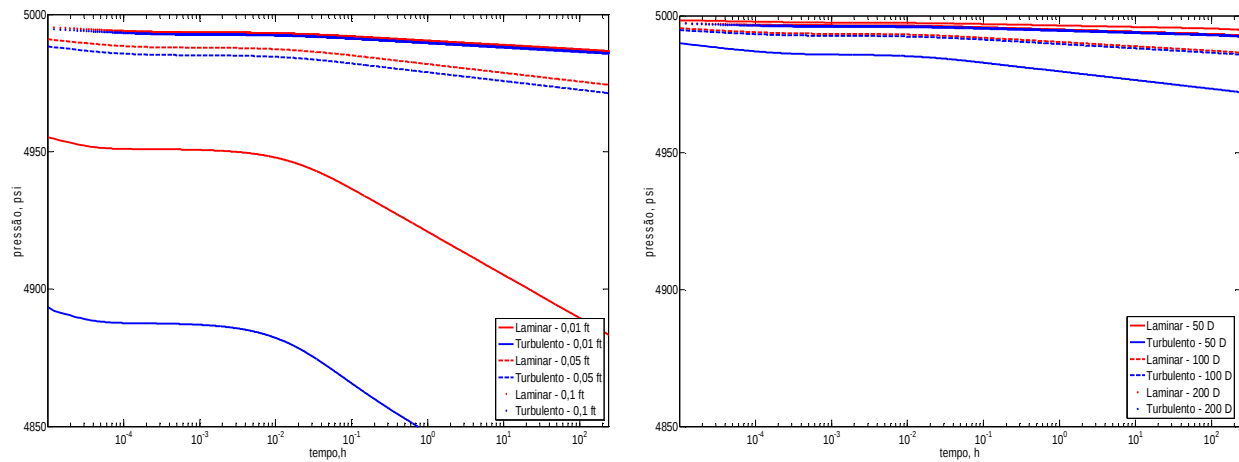


Figura 4: Efeitos da espessura (à esquerda) e da permeabilidade da fratura na pressão de fundo de poço.

A Fig. 5 apresenta superfícies de pressão para o reservatório padrão para diferentes tempos de simulação (com altura de fratura igual a 0,01 ft). Nestas superfícies pode ser visto o comportamento de depleção do reservatório e pontos de queda mais acentuados nas ligações entre as fraturas e o poço.

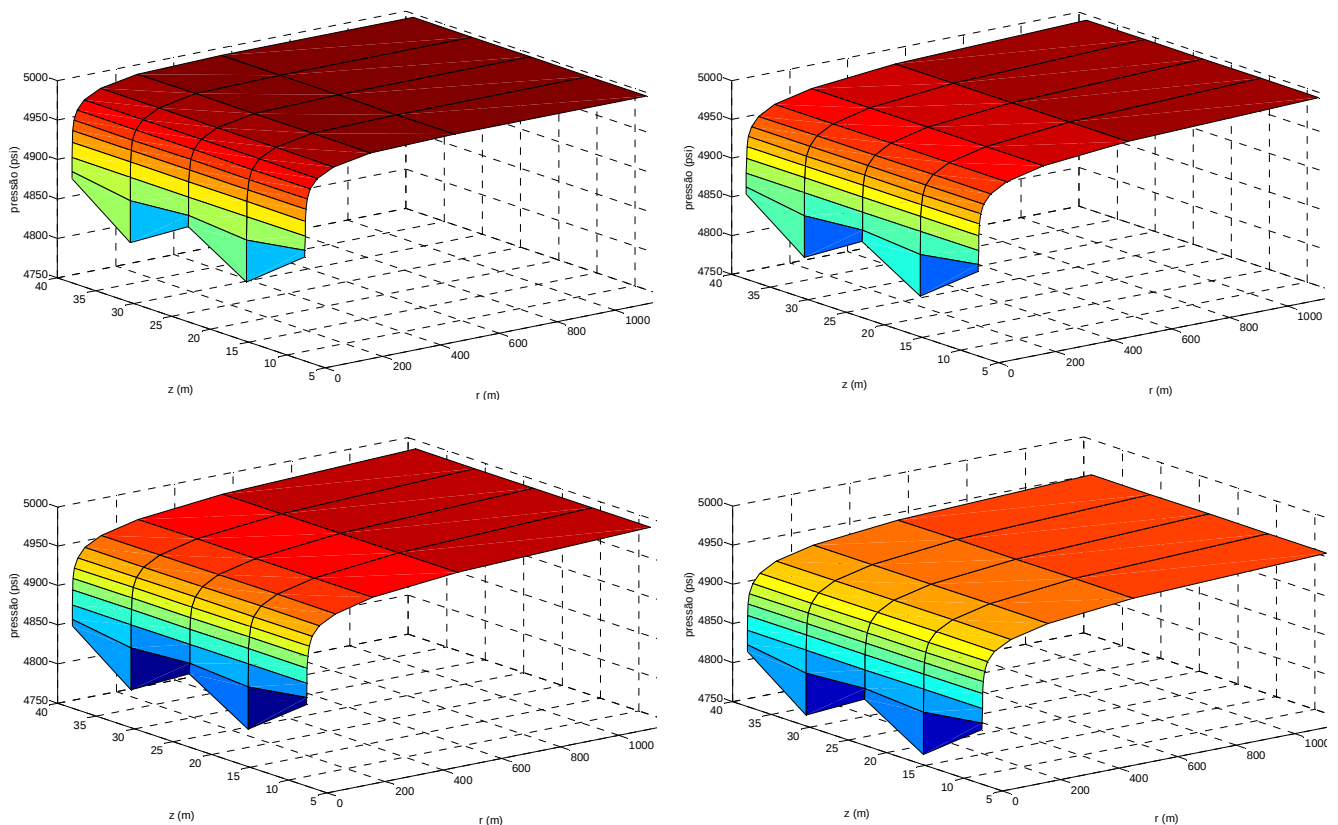


Figura 5: Campos de pressão em diferentes tempos de simulação. Superior à esquerda, 2 dias; superior à direita, 50 dias; inferior à esquerda, 100 dias e inferior à direita, 500 dias. A pressão foi avaliada no centro dos blocos (altura de fratura igual a 0,01 ft).

Conclusões

Os resultados obtidos mostram que a modelagem da turbulência tem um papel importante na descrição do fluxo de gases em meios porosos. Como esperado, as quedas de pressão no caso da turbulência são superiores às descritas pela lei de Darcy. As comparações feitas revelaram que vazão de produção, espessura e permeabilidade de fratura tem forte influência sobre o comportamento de depleção do reservatório. Para maiores condutividades da fratura (dependentes da espessura e da permeabilidade), menor a queda de pressão no poço.

A simulação mostra que nos tempos iniciais gráficos semilog da pressão contra o tempo apresentam duas retas paralelas e que a inclinação é proporcional à capacidade de fluxo da formação. Este comportamento caracteriza a solução analítica do problema, através de poços verticais, em reservatórios naturalmente fraturados (WARREN e ROOT, 1963). Cabe ressaltar que os campos de pressão apresentados mostram que o simulador é capaz de capturar a maior queda de pressão na região das fraturas em contato com o poço.

Agradecimentos

Os autores agradecem à FAPERJ (bolsa de mestrado), à ANP (bolsa de doutorado), à Rede Temática de Simulação e Gerenciamento de Reservatórios/Petrobras e ao LENEP/UENF (pela infra-estrutura).

Referências Bibliográficas

ABOU-KASSEM, J. H., FAROU-ALI, S. M., ISLAM, M. R., 2006. Petroleum Reservoir Simulation, A Basic Approach, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, USA.

AGUILERA, R., 1980. Naturally Fractured Reservoirs, Pennwell Books, Tulsa, Oklahoma, USA.

AHMED, T. H., 2007. Equations of State and PVT Analysis, Applications for Improved Reservoir Modeling, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, USA.

AYALA, F. H., ERTEKIN L, T., ADEWUMI, M., 2007. Numerical Analysis of Multi-Mechanistic Flow Effects in Naturally Fractured Gas-Condensate Systems, Journal of Petroleum Science and Engineering, 58, 13-29 (November).

JONES, S. C., 1987. Using the Inertial Coefficient, β , to Characterize Heterogeneity in Reservoir Rock. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas (September).

LI, D., SVEC, R. K., ENGLER, T. W., GRIGG, R. B., 2001. Modeling and Simulation of the Wafer Non-Darcy Flow Experiments, SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California (March).

TAVARES, C. A. P., KAZEMI, H., OZKAN, E., 2006. Combined Effect of Non-Darcy Flow and Formation Damage on Gas-Well Performance of Dual-Porosity and Dual-Permeability Reservoirs, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 9 (5), 543-552 (October).

WARREN, J. E., ROOT, P. J., 1963. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs, SPE Journal, 3 (3), 245-255 (September).

WATTENBARGER, R. A., RAMEY JR., H. J., 1968. Gas Well Testing With Turbulence, Damage and Wellbore Storage, Journal of Petroleum Technology, 20 (8), 877-887 (August).

WATTENBARGER, R. A., RAMEY JR., H. J., 1969. Well Test Interpretation of Vertically Fractured Gas Wells, Journal of Petroleum Technology, 21 (5), 625-632 (May).