

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Fluxo 1D Linear de Fluidos Compressíveis em Meios Porosos

AUTORES:

Hadassa C. Ribeiro, Adolfo P. Pires

INSTITUIÇÃO:

Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. 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 6º PDPETRO.

Fluxo 1D Linear de Fluidos Compressíveis em Meios Porosos

Abstract

The flow of fluids of small and constant compressibility in porous media is governed by the well known hydraulic diffusivity equation, a parabolic partial differential equation. This model cannot be applied for natural gas because in this case the equation becomes nonlinear. Several attempts have been made to linearize this equation; one of the most accepted in the industry is the pseudo pressure concept. The main objective of this work is the evaluation of the effects of the nonlinearity in the solution of the 1D gas flow in porous media. Solutions have been developed for different geometries and boundary conditions, using several correlations for viscosity and gas deviation factor, also known as compressibility factor. Some results for steady and pseudo steady state are presented.

Introdução

O gás natural vem aumentando sua participação na matriz energética brasileira, especialmente por ser uma fonte de energia menos poluente que o petróleo. Segundo Almeida (2010), membro do Grupo de Economia de Energia da UFRJ, o desenvolvimento recente da indústria de gás natural no Brasil ocorreu num contexto de relativa escassez de gás nacional, que teve seu auge entre 2006 e 2008, devido à instabilidade política dos países fornecedores. Nos últimos dois anos, porém, o país vem colecionando boas notícias com relação a descobertas de gás natural. As descobertas do pré-sal apresentam um grande potencial para produção deste fluido; porém, se por um lado essas descobertas de gás natural representam um grande potencial econômico para o país, por outro lado não será fácil viabilizar o aproveitamento das mesmas, o que irá requerer um grande volume de investimentos estruturais e em pesquisas (TN Petróleo, 2008).

Grandes investimentos já foram feitos nos últimos anos na tentativa de disseminar o uso do gás natural, já que este apresenta características intrínsecas importantes, tais como baixos índices de emissão de poluentes, em comparação a outros combustíveis fósseis, rápida dispersão em caso de vazamentos e baixos índices de odor e de contaminantes. Ainda, em relação a outros combustíveis fósseis, o gás natural apresenta maior flexibilidade, tanto em termos de transporte como de aproveitamento (ANEEL, 2000).

A principal motivação deste trabalho está associada à crescente busca por novos reservatórios de gás, e como consequência direta uma maior demanda na aquisição de informações que nos garantam conhecer melhor os campos de gás existentes e, principalmente, permitam estimar o potencial comercial dos campos recém descobertos.

O gerenciamento e acompanhamento das jazidas de hidrocarbonetos dependem da obtenção periódica de dados confiáveis que permitam validar e corrigir os modelos adotados para determinado reservatório. Uma das principais ferramentas para a coleta dessas informações são os testes de pressão em poços, que permitem conhecer parâmetros de reservatórios (permeabilidade e dano) e o nível de pressão estática (ou média) do campo (ou área de drenagem). De posse destas informações, é possível também analisar a potencialidade de uma formação, avaliar as reservas disponíveis de hidrocarbonetos e prever a produção dos fluidos existentes nos reservatórios.

A interpretação dos dados coletados durante essas operações baseia-se na teoria do fluxo de fluidos em meios porosos. No caso específico do gás, a equação que governa o seu comportamento é

não linear. Diversas técnicas foram propostas para linearizar esse problema, sendo a mais comum e aceita a pseudopressão (Al-Hussainy et. al., 1966).

Metodologia

Para a dedução da equação da difusividade hidráulica para gás foram consideradas as seguintes premissas (Rosa, A. J.; Carvalho, R. S.; Xavier, J. A. D., 2006): meio poroso homogêneo e isotrópico, fluxo horizontal e isotérmico, poço vertical penetrando totalmente a formação, permeabilidade constante, pequenos gradientes de pressão, rocha com compressibilidade pequena e constante, forças gravitacionais desprezíveis, fluidos e rochas não reagentes em si, espessura do meio poroso constante e fluxo monofásico. O modelo também pressupõe altura e largura constantes, com produção na face $x=0$ (Figura 1).

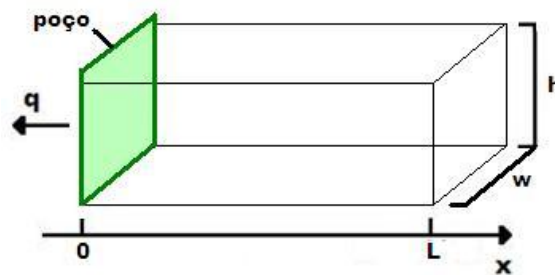


Figura 1: Modelo de Geometria Linear

A equação da continuidade para fluxo linear é dada por:

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho v) = -\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho)$$

A Lei de Darcy para fluxo horizontal é definida como:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

Também é necessária a utilização de uma equação de estado, no caso de um gás expressa através de:

$$\rho = \frac{M}{ZRT} p$$

A partir dessas três equações é possível obter equação da difusividade hidráulica para um fluido compressível em um meio poroso linear:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{p}{Z\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) = \frac{\phi\mu c_t}{k} \frac{p}{Z\mu} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Al-Hussainy et al. (1966) propuseram a seguinte mudança de variável dependente com o objetivo de linearizar a equação:

$$m(p) = 2 \int_{p_b}^p \frac{p}{\mu Z} dp$$

conhecida como pseudo pressão.

Na definição da pseudo pressão, p_b é uma pressão arbitrária. A definição de p_b não é crítica, pois normalmente usa-se nas equações de fluxo $\Delta m(p) = m(p_{in}) - m(p)$. A equação diferencial que modela o escoamento para fluxo linear, escrita em função da pseudo pressão, em variáveis adimensionais, é dada por:

$$\frac{\partial^2 m_D(p)}{\partial x_D^2} = \frac{\partial m_D(p)}{\partial t_D}$$

onde

$$t_D = \frac{kt}{\phi\mu c_t L^2}$$

$$x_D = \frac{x}{L}$$

$$m_D(x_D, t_D) = \frac{kAT_{std}}{2p_{std}q_{std}TL} [m(p_{in}) - m(p)]$$

Resultados e Discussão

Nesta seção serão apresentadas as soluções da equação da difusividade hidráulica nos regimes pseudo permanente e permanente. Em ambos os casos serão utilizadas a mesma condição inicial

(reservatório inicialmente em repouso) e condição de contorno interna (produção constante na face $x=0$).

Para o primeiro caso temos as seguintes condições inicial e de contorno:

$$\text{Condição Inicial: } m_D(x_D, t_D = 0) = 0, \forall x_D$$

$$\text{Condição de Contorno Externa: } \left[\frac{\partial m_D(x_D, t_D)}{\partial x_D} \right]_{x_D=1} = 0, \forall t_D > 0$$

$$\text{Condição de Contorno Interna: } \left[\frac{\partial m_D(x_D, t_D)}{\partial x_D} \right]_{x_D=0} = -1, \forall t_D > 0$$

Utilizando a técnica de separação de variáveis a solução desse problema é dada pela seguinte expressão:

$$m_D(x_D, t_D) = \frac{x_D^2}{2} - x_D + t_D + \frac{1}{3} - \sum_{n=1}^{+\infty} \frac{2}{(n\pi)^2} \cos(n\pi x_D) \exp(-(n\pi)^2 t_D)$$

A Figura 2 apresenta essa solução para as propriedades listadas na Tabela 1 para os tempos iniciais de produção. Na geração desse gráfico foram utilizadas as correlações de Lee e Kesler (1975) para a viscosidade e de Brill e Beggs (1974) para o fator de desvio do gás. Nesta mesma figura encontra-se a clássica solução transiente (linhas verdes), que representa adequadamente o comportamento da pressão nesse período. O mesmo procedimento foi seguido para tempos longos, quando o regime pseudo permanente está completamente estabelecido, e as linhas verdes indicam a solução aproximada do problema (Figura 3).

DADOS	PARÂMETROS FLUXO LINEAR (SI)
4,93462E-15	k=Permeabilidade da formação (m²)
1,32563E-09	c_t=Compressibilidade total (Pa)⁻¹
0,25	ϕ=Porosidade
5000	L=Comprimento (m)
50	h=Espessura da formação (m)
1000	w=Largura (m)
2,84E+07	p_{in}=Pressão inicial (Pa)
3	q_{std}=Vazão (m³ std/s)
289	T_{std}=Temperatura standard (K)
101E3	p_{std}=Pressão standard (Pa)
20	Ma=Massa aparente do gás natural
389	T=Temperatura do sistema (K)

Tabela 1: Dados de Entrada

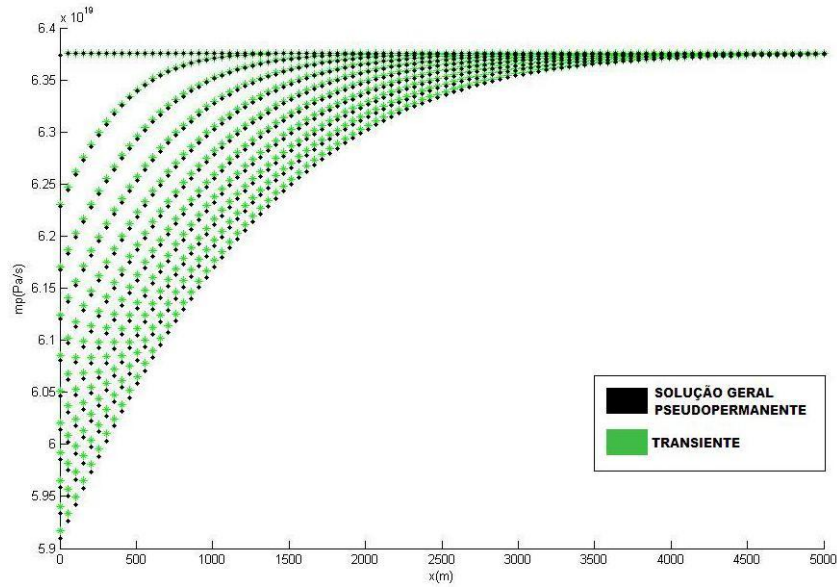


Figura 2: Solução Geral Pseudo Permanente - Tempos Curtos

No regime permanente as condições inicial e de contorno são dadas por:

$$\begin{aligned} \text{CI: } m_D(x_D, t_D = 0) &= 0, \forall x_D \\ \text{CCE: } m_D(x_D = 1, t_D) &= 0, \forall t_D > 0 \\ \text{CCI: } \left[\frac{\partial m_D(x_D, t_D)}{\partial x_D} \right]_{x_D=0} &= -1, \forall t_D > 0 \end{aligned}$$

Através da mesma técnica utilizada na solução anterior chegamos à seguinte expressão:

$$m_D(x_D, t_D) = 1 - x_D - \sum_{n=1}^{+\infty} \frac{8}{(n\pi)^2} \exp\left(\frac{-(n\pi)^2 t_D}{4}\right) \cos\left(\frac{n\pi x_D}{2}\right)$$

Na Figura 4 podemos ver a solução geral do regime permanente para tempos iniciais sobreposta à solução do regime transiente (linhas verdes). Note que a solução de curto tempo é a mesma para ambos os casos.

A Figura 5 mostra o comportamento da pseudo pressão para tempos longos em conjunto com a solução após o desenvolvimento completo do regime permanente. Nas duas figuras foram utilizados os dados da Tabela 1 e as correlações de Lee e Kesler (1975) e Brill e Beggs (1974) para o cálculo da viscosidade e do fator de desvio do gás, respectivamente.

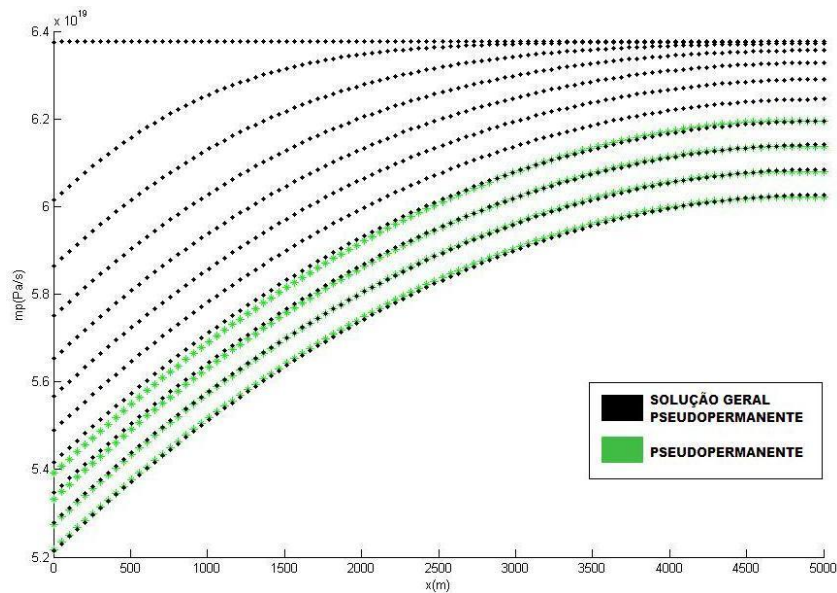


Figura 3: Solução Geral Pseudo Permanente - Tempos Longos

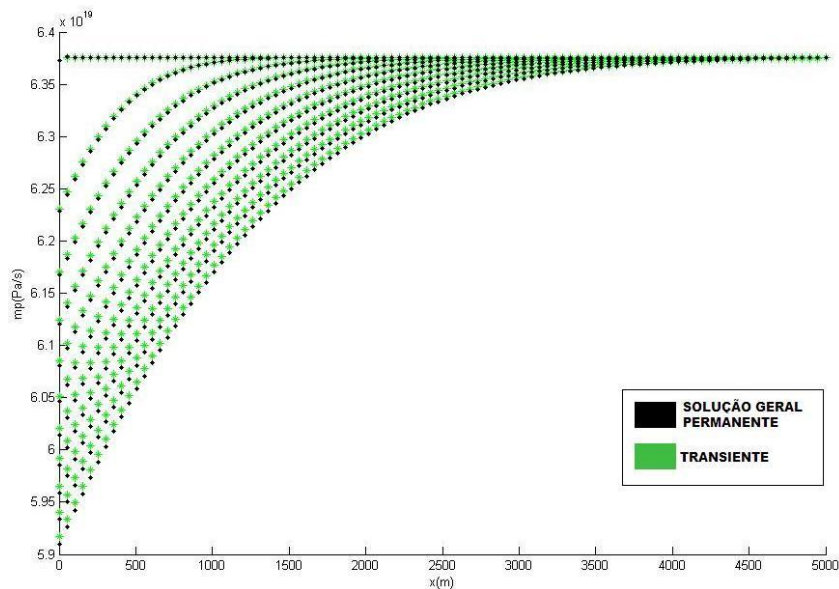


Figura 4: Solução Geral Permanente - Tempos Curtos

Conclusões

Neste trabalho são apresentadas as soluções gerais para o regime permanente e pseudo permanente do fluxo de um fluido compressível em meios porosos. Foi possível observar que as soluções gerais para tempos iniciais, tanto do regime pseudo permanente quanto do permanente, sobrepostas aos respectivos regimes transientes mostraram boa concordância. O mesmo ocorreu quando foram sobrepostas as soluções gerais para tempos longos às soluções específicas de cada regime. Pode-se observar também que os períodos onde as soluções não se sobrepõem indicam as transições entre o regime infinito e aquele no qual as fronteiras do reservatório já exercem influência no comportamento da pressão.

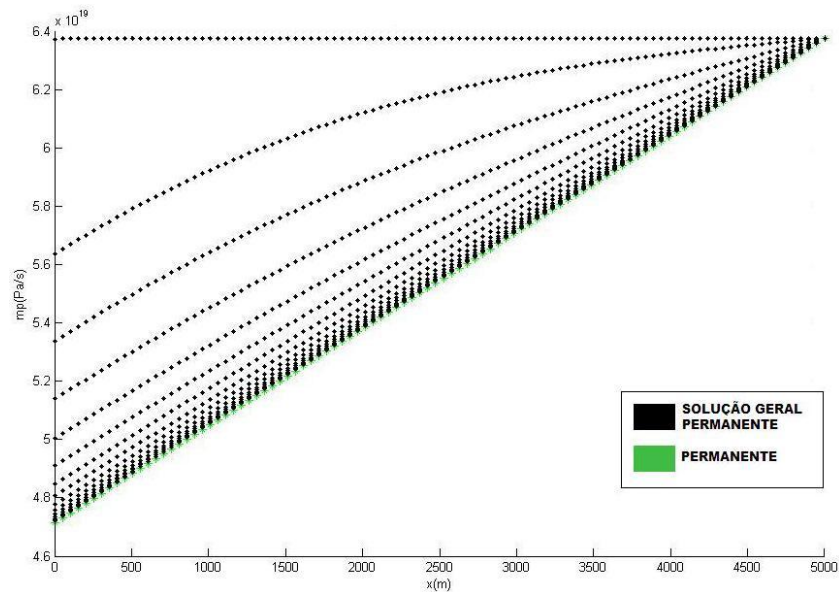


Figura 5: Solução Geral Permanente - Tempos Longos

Agradecimentos

Agradeço a Deus por sua presença viva e contínua. Aos meus pais que nunca mediram esforços para dar-me todas as ferramentas necessárias ao meu crescimento pessoal e profissional. Aos amigos verdadeiros e irmãos que tornam minha vida mais suave. Ao meu orientador por seu incentivo, atenção e paciência. E ao CNPq por tornar esse projeto possível.

Referências Bibliográficas

Agência Nacional de Energia Elétrica - Brasília: ANEEL; Atlas de energia elétrica do Brasil, 2002.

AL-HUSSAINY, R.; RAMEY Jr., H. J.; CRAWFORD, P. B., The Flow of Real Gases Through Porous Media. Journal of Petroleum Technology, v.18, p.624–636, 1966.

ALMEIDA, E.; A indústria de gás natural no Brasil: os desafios para o novo governo. Em: <<http://infopetro.wordpress.com/2010/08/16/industria-de-gas-natural-no-brasil-os-desafios-para-o-novo-governo/#more-996>>, acessado em: 27 setembro 2010.

BRILL, J.; BEGGS, D., Two-Phase Flow in Pipes. INTERCOMP Course, The Hague, 1974.

CARDOSO, B.; ABRAMO, V., “Incerteza ronda o mercado de gás natural”, diz pesquisa. TN Petróleo, n. 61, p. 130-137, 2008.

LEE, B. I.; KESLER, G., “A Generalized Thermodynamics Correlation Based on Three-Parameter Corresponding States.” AIChE Journal 21, no. 3 (Maio 1975): pp. 510–527.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2006.