

Extração em Poço de Petróleo em Regime de Fluxo Transiente

Pedro Victor Serra Mascarenhas

Universidade de Brasília, Brasília, Brasil, pvs mascarenhas@gmail.com

Lucas Parreira de Faria Borges

Universidade de Brasília, Brasília, Brasil, lucaspdfborges@gmail.com

André Luís Brasil Cavalcante

Universidade de Brasília, Brasília, Brasil, albrasilc@gmail.com

RESUMO: O estudo de como fluidos movimentam-se em meios porosos é de grande importância para a área de engenharia de petróleo. Por meio de modelagens de como ocorre a queda de pressão ao longo do reservatório com a abertura de um ou mais poços, é possível prever as taxas de extração de óleo, realizar uma análise de viabilidade do empreendimento e propor métodos de otimização da extração. Neste estudo, propõe-se modelar o fluxo de óleo na formação rochosa até o poço. Dentre os vários modelos existentes, o fundamental é a solução analítica da Equação de Difusividade. Este trabalho propõe-se a analisar a influência da variação dos parâmetros do reservatório na queda de pressão ao longo da extensão do reservatório para a solução do regime de fluxo radial, monofásico e transiente para Equação de Difusividade sob certas hipóteses simplificadoras. É realizado um estudo de como a energia primária disponível para a elevação de petróleo no reservatório se esgota por meio da variação dos parâmetros de fluido e rocha presentes na Equação de Difusividade.

PALAVRAS-CHAVE: Equação de Difusividade, Transiente, Monofásico, Petróleo.

1 INTRODUÇÃO

O presente estudo expõe os resultados de um trabalho que trata da percolação de óleo em reservatórios de petróleo. Trata-se de uma análise na qual será estudado o fluxo monofásico de óleo no reservatório e a solução da Equação de Difusividade para o modelo de fluxo radial em regime transiente para diferentes valores dos parâmetros presentes na equação. A análise possui aplicação em estudos preliminares que determinarão a viabilidade de extração de determinado reservatório com pouca disponibilidade de dados petrofísicos.

O trabalho começa com uma apresentação das equações mais importantes no estudo e como ocorrem suas combinações para a derivação da Equação de Difusividade. A Equação de Difusividade foi analiticamente solucionada utilizando-se hipóteses simplificadas. Neste artigo, utiliza-se sua

solução para o estudo do fluxo no reservatório por meio o software computacional *Mathematica Wolfram 10.1* (WOLFRAM RESEARCH, 2015), devido à facilidade e a boa apresentação de resultados que a linguagem oferece. A validação do modelo dar-se-á por meio do estudo do exemplo 3.4 do livro *Fundamentos de Engenharia de Reservatório* (ROSA *et al.*, 2006). O estudo da influência dos parâmetros do reservatório na melhoria da produção será feito por meio de um estudo de como a curva de variação de pressão desde o início da extração, plotada contra o tempo ou distância, se desloca quando se altera o valor de algum destes parâmetros.

A análise da solução analítica da Equação de Difusividade constitui um dos primeiros estudos executados hierarquicamente na determinação da viabilidade de extração de poços usados em engenharia de reservatórios de petróleo. Portanto, a equação é crucial para a

determinação ou não de abertura de poços em novos reservatórios. Apesar de acrescentar hipóteses ao modelo, a física do problema não é alterada e a solução analítica é capaz de fornecer valores de entrada de parâmetros cruciais para as etapas seguintes de simulação de reservatório (ERTEKIN *et al.*, 2001).

2 DERIVANDO A EQUAÇÃO DE DIFUSIVIDADE

A Equação de Difusividade é o resultado da combinação de leis de conservação básicas da física e equações constitutivas termodinâmicas.

As equações de conservação combinadas são a Lei de Darcy e a Equação de Continuidade. Por meio das equações de estado ocorre a manipulação algébrica obtendo-se a Equação de Difusividade (ERTEKIN *et al.*, 2001):

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1)$$

onde,

p = pressão em relação a um nível de referência arbitrário [$ML^{-1}T^{-2}$];

x, y e z = variáveis do espaço cartesiano [L];

t = tempo [T];

η = constante de difusividade [$M^{-2}L^4T^{-1}$], dada por:

$$\eta = \frac{k}{\phi \mu c_t} \quad (2)$$

onde,

k = permeabilidade da rocha [L^2];

ϕ = porosidade efetiva do meio [adimensional];

μ = viscosidade do fluido [$ML^{-1}T^{-2}$];

c_t = compressibilidade total do reservatório, definida mais adiante na Equação (9) [$ML^{-1}T^{-2}$].

Usando as hipóteses listadas na Subseção 2.4, pode-se reescrever a Equação (1), em coordenadas cilíndricas, da seguinte forma:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3)$$

onde r é a distância radial de um ponto dentro do reservatório até o centro de seu poço [L].

2.1 Lei de Darcy – Conservação da Quantidade de Movimento

A Lei de Darcy foi primeiramente escrita em 1856 por Henry Darcy e foi derivada posteriormente a partir da Equação de Navier-Stokes sob hipóteses de fluxo estacionário, não turbulento, fluido newtoniano e efeitos inerciais desprezíveis (SZYMKIEWICZ, 2013). A Lei de Darcy possui extensa aplicação em fluxo em meios porosos.

A aplicação desta equação em engenharia de reservatórios envolve reescrevê-la de forma generalizada usando o conceito de potencial de fluxo de um fluido. O potencial de fluxo de um fluido é a medida da energia potencial específica em um dado ponto do fluido que pode ser transformada em trabalho para a movimentação do fluido (SZYMKIEWICZ, 2013). A definição de potencial de fluxo é a seguinte:

$$\Phi = \int_{p_0}^p \frac{dp}{\gamma} + (z - z_0) \quad (4)$$

onde,

Φ = potencial de fluxo de um fluido [L];

z = cota em relação a um nível de referência arbitrário [L];

z_0 = cota do nível de referência [L];

p_0 = pressão no nível de referência [$ML^{-1}T^{-2}$].

A Equação (5) ilustra a forma da Lei de Darcy utilizada:

$$\mathbf{v} = -\frac{k\gamma}{\mu} \nabla \Phi \quad (5)$$

onde $\mathbf{v}$ é o vetor de velocidade instantânea do fluido [LT^{-1}].

2.2 Equação de Continuidade – Conservação de Massa

A Equação de Continuidade é obtida por meio da consideração do balanço da vazão de fluido

que passa por um volume de controle infinitesimal e a variação volumétrica de fluido contida neste volume. Ela estabelece que a variação temporal de massa deve ser igual ao balanço de entrada e saída, na ausência de fontes internas ao volume que forneçam ou retirem fluido. Desta forma, expressa-se a Equação de Continuidade de fluidos como (ERTEKIN *et al.*, 2001):

$$\nabla \cdot (\mathbf{v}\rho) = -\frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} \quad (6)$$

onde ρ é a massa específica do fluido [ML^{-3}].

2.3 Equações de Estado

Equações de estado são relações constitutivas entre variáveis termodinâmicas a dado estado, sendo seu exemplo mais conhecido a Lei dos Gases Ideais (ROSA *et al.*, 2006).

Sua importância está no fato de fornecer expressões para as compressibilidades de fluido e rocha. Desta forma, neste trabalho utiliza-se a equação de compressibilidade isotérmica do fluido, equação de compressibilidade da formação rochosa e define-se a soma delas por compressibilidade total do reservatório nas Equações (7) a (9):

$$c = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right) \quad (7)$$

$$c_f = \frac{1}{\phi} \left(\frac{\partial \phi}{\partial p} \right) \quad (8)$$

$$c_t = c + c_f \quad (9)$$

onde,
 c = compressibilidade isotérmica do fluido [$\text{M}^{-1}\text{LT}^{-2}$];
 c_f = compressibilidade da formação rochosa [$\text{M}^{-1}\text{LT}^{-2}$].

2.4 Equação de Difusividade

A Equação de Difusividade é uma equação diferencial parcial não-linear cuja solução

fornece o comportamento da pressão no reservatório ao longo de sua extensão, para cada instante de tempo após a abertura do poço (ROSA *et al.*, 2006).

Algumas hipóteses são importantes na derivação e resolução da equação. Estas hipóteses são: formação rochosa homogênea e isotrópica, extração isotérmica, fluido e rocha com compressibilidades pequenas e constantes, gradientes de pressão pequenos, o regime de fluxo radial (portanto o gradiente de pressão da direção tangencial a circunferências concêntricas ao poço é nulo) e transiente (i.e., o reservatório comporta-se como infinito e as condições de contorno não se propagam imediatamente ao longo de toda sua extensão) (ERTEKIN *et al.*, 2001).

Para resolver a Equação de Difusividade é necessário definir condições inicial e de contorno. As condições de contorno são inferidas a partir do tipo de regime de fluxo. Para regime de fluxo transiente, taxas de variação no tempo são diferentes de zero e condições de contorno não se propagam imediatamente ao longo do reservatório. A partir do exposto, adota-se as seguintes condições para representar tal situação.

É adotado que, para $t=0$, a pressão do reservatório é constante (condição inicial):

$$p(r, 0) = p_i, \quad r > 0 \quad (r \in \mathbb{R}^+) \quad (10)$$

onde, p_i é a pressão no estado inicial do reservatório [$\text{ML}^{-1}\text{T}^{-2}$].

Assume-se que para um ponto suficientemente afastado do poço, a pressão tomada será igual à pressão inicial (condição de contorno externa):

$$\lim_{r \rightarrow \infty} p(r, t) = p_i \quad (11)$$

Supõe-se que a vazão de extração do poço é constante (condição de contorno interna).

A condição de contorno externa é reescrita de forma a melhor de adequar à resolução do problema utilizando-se a Lei de Darcy e tomando o limite com $r \rightarrow 0$:

$$\lim_{r \rightarrow 0} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{q_w \mu}{2\pi kh} \quad (12)$$

onde q_w é a vazão de elevação do poço [L^3T^{-1}].

Resolve-se a Equação de Difusividade em coordenadas cilíndricas com as condições inicial e de contorno listadas, obtendo-se Equação (13) que descreve a pressão em cada ponto e instante de tempo no reservatório:

$$p(r, t) = p_i - \frac{q_w \mu}{4\pi kh} E_i \left(\frac{\phi \mu c_t r^2}{4kt} \right) \quad (13)$$

em que,

$$E_i(X) = \int_X^\infty \frac{e^{-\xi}}{\xi} d\xi \quad (14)$$

é a função integral-exponencial, com

$$X = \frac{\phi \mu c_t r^2}{4kt} \quad (15)$$

e ξ sendo uma variável de integração.

3. METODOLOGIA E FERRAMENTAS

Para os estudos realizados, define-se um parâmetro capaz de medir a energia disponível no reservatório que pode ser utilizada para a elevação de hidrocarbonetos. Define-se, então, a variação de pressão do reservatório como a diferença entre pressão inicial no reservatório e a pressão obtida pela Equação de Difusividade, como a seguir:

$$\Delta p = p_i - p = \frac{q_w \mu}{4\pi kh} E_i \left(\frac{\phi \mu c_t r^2}{4kt} \right) \quad (16)$$

Com base nesta definição, valem as seguintes observações: maiores variações de pressão indicam maior diferença de pressão entre a pressão inicial e a pressão atual do poço, o que quer dizer que há menos energia primária para extração de óleo disponível. Um

reservatório em que, em um mesmo ponto, apresenta maiores variações de pressão que outros reservatórios semelhantes (mesma pressão inicial, quantidade e proporção de hidrocarbonetos) para um mesmo tempo é um reservatório no qual os mecanismos primários de extração de petróleo se esgotam mais rapidamente, sem necessariamente fornecer maior volume de óleo (porque a vazão de extração é constante). É interessante, do ponto de vista de extração, que as variações dos parâmetros gerem menor variação de pressão no reservatório ao longo do tempo para que se mantenha o fluxo de hidrocarbonetos. Naturalmente, um reservatório com características interessantes também apresenta baixos valores, tanto de gradiente de variação de pressão quanto de variação de pressão, em pontos mais afastados, para um tempo fixo.

Isto acontece pelo seguinte motivo: supondo o escoamento monofásico e, neste caso, sem influxo de fluido na fronteira do reservatório, quando o regime se estabilizar, ele alcançará o regime de escoamento pseudo-permanente.

Assim, se a variação de pressão, para um tempo fixo, for alta ao longo da extensão do reservatório, haverá maior esgotamento da energia de produção do reservatório, atingindo-se um padrão no qual não há manutenção de energia primária e extração de óleo no reservatório, esgotando-se a produção mais rapidamente.

Os passos adotados para cumprir os objetivos propostos estão listados a seguir:

O primeiro passo é utilizar a Equação (16) para prever o comportamento da energia disponível para a elevação de fluido no tempo e na distância até o centro do poço. Por meio da utilização do software *Mathematica Wolfram* 10.1 (WOLFRAM RESEARCH, 2015) plota-se uma curva para a variação de pressão em tempo fixo (adotado arbitrariamente como 30 dias) variando com a distância ao poço. Além disso, plota-se uma curva com posição fixa (adotada arbitrariamente em 300 m a partir do centro do poço) variando com o tempo a partir do início da produção.

A análise será feita com dados reais obtidos do livro *Fundamento de Engenharia de Reservatório* (ROSA *et al.*, 2006).

Os parâmetros estudados são a permeabilidade, viscosidade, espessura, porosidade e compressibilidade.

Vale ressaltar que os cinco valores diferentes de cada parâmetro analisado listados nos procedimentos acima serão obtidos de forma que a diferença entre valores consecutivos permaneça a mesma e, assim, obtenha-se uma resposta dos gráficos que evidencie o quão significativa uma variação em cada parâmetro é para a pressão. Os gráficos também serão traçados sem levar em conta o tempo necessário para mudança do regime, isto é, supondo escoamento transiente durante todo o período de tempo analisado.

A escolha do *Mathematica Wolfram* para tal estudo ocorre pela facilidade de implementação de expressões matemáticas no software, geração de gráficos fácil e agradável e pela vasta biblioteca implementada na linguagem.

Os dados iniciais utilizados estão presentes na Tabela 1.

Tabela 1. Dados usados no estudo de reservatório

Parâmetro	Valor	Unidade
Permeabilidade	$9,87 \cdot 10^{-14}$	m^2
Viscosidade	$3 \cdot 10^{-3}$	$\text{Pa} \cdot \text{s}$
Vazão de extração	35	m^3/dia
Espessura da formação	4	m
Porosidade	0,2	Adimensional
Compressibilidade	$1,33 \cdot 10^{-9}$	Pa^{-1}
Raio do poço	0,1	m

4. RESULTADOS

4.1 Variação da Pressão com o Tempo

A partir da solução analítica, traça-se o gráfico da variação da pressão no tempo, quando $r = 300 \text{ m}$ (Figura 1).

Antes da abertura do poço, o reservatório está sob a mesma pressão inicial, com a abertura do poço, a variação de pressão aumenta. No início, a variação de pressão em um ponto suficientemente afastado do poço permanecerá próxima de zero por um

determinado tempo, sem que haja influência do gradiente de pressão decorrente da abertura do poço. Após tempo suficiente, a variação de pressão passa a ser afetada pela abertura do poço e seu valor começa a aumentar. Se não for considerado tempo suficiente, então, uma pequena região do gráfico acusará variação de pressão muito próxima de valor nulo. Depois de certo tempo, o regime de fluxo muda para regime pseudo-permanente ou permanente.

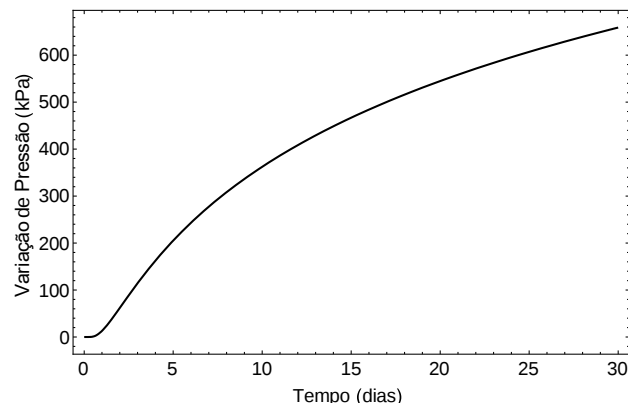


Figura 1. Variação de pressão no tempo para $r=300 \text{ m}$.

4.2 Variação da Pressão com a Posição

À medida que se aproxima do reservatório, é de se esperar que a variação de pressão seja maior que a variação medida em pontos mais distantes (Figura 2).

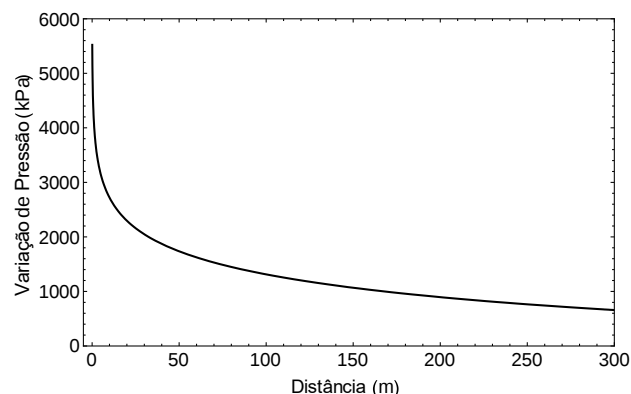


Figura 2. Variação de pressão na posição para $t=30 \text{ dias}$.

Dependendo do quão distante for tomado o ponto de análise do poço, haverá uma região na qual a variação de pressão indicada é muito próxima de zero.

4.3 Variação da Pressão com a Permeabilidade

Quanto maior a permeabilidade da rocha a um fluido, maior o fluxo em direção ao poço. Este fato resulta em uma maior rapidez com a qual as condições de contorno impostas afetarão o fluido. Por esse motivo, para maiores permeabilidades (Figuras 3), o gradiente da variação de pressão tende a ser maior em instantes iniciais e menor depois de certo período.

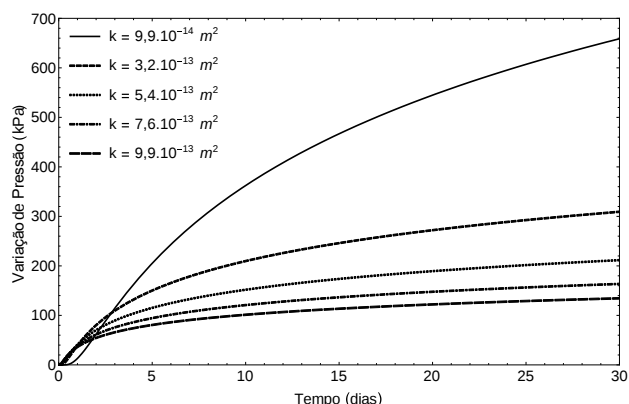


Figura 3. Variação de pressão no tempo para $r=300$ m e diferentes valores de permeabilidade.

O gradiente de pressão também é maior para pontos próximos ao poço e menor em regiões mais distantes (Figura 4). Para reservatórios com permeabilidades maiores, o tempo no qual o fluxo permanece em regime transiente é menor, pela maior facilidade de propagação da perturbação ao longo da extensão da massa de fluido. Por último, a variação de pressão em termos absolutos atinge valores menores em alta permeabilidade.

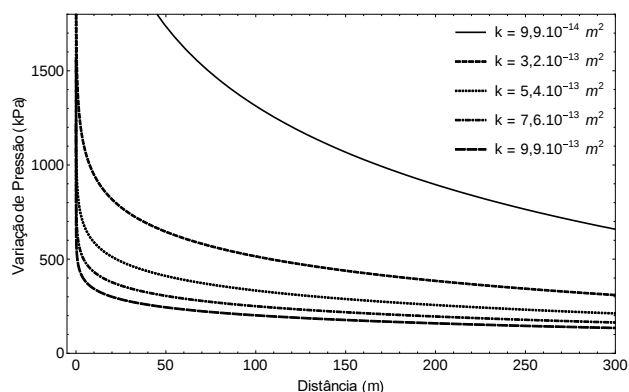


Figura 4. Variação de pressão na distância para $t=30$ dias e diferentes valores de permeabilidade.

4.4 Variação da Pressão com a Viscosidade do Fluido

Um aumento na viscosidade tem efeito contrário ao aumento da permeabilidade. Com uma maior viscosidade, o fluxo em direção ao reservatório é dificultado, sendo necessária maior energia para que o fenômeno ocorra. Neste caso, o efeito causado pela condição de contorno se propaga mais lentamente (Figura 5). Quanto maior a viscosidade, maior será a variação de pressão no tempo, em decorrência da lentidão em que as condições de contorno se propagam.

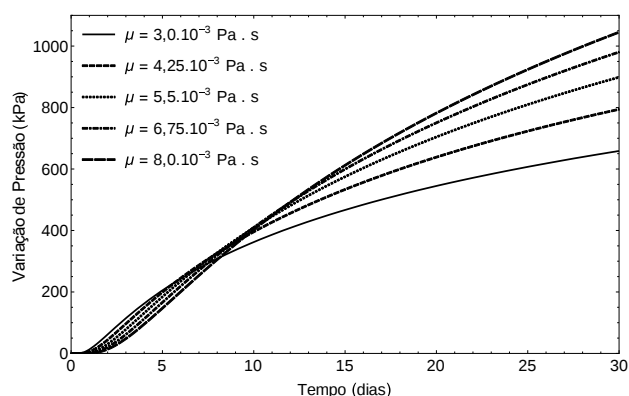


Figura 5. Variação de pressão no tempo para $r=300$ m para diferentes valores de viscosidade.

Por conseguinte, o gradiente de variação de pressão terá variações mais uniformes e valores absolutos maiores, para viscosidades altas. Quanto maior a viscosidade, maior será a variação de pressão ao longo da extensão do reservatório, pois é mais difícil impor condições de extração ao fluido (Figura 6).

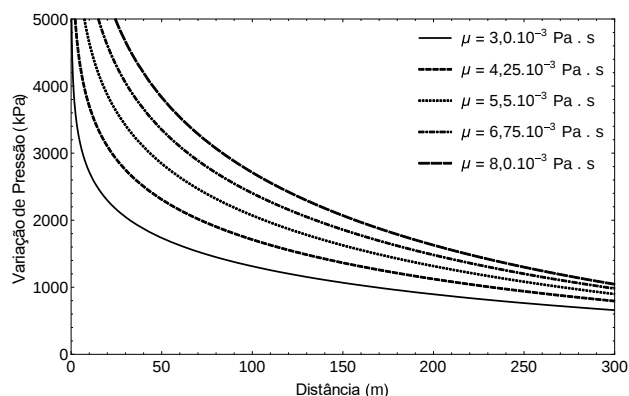


Figura 6. Variação de pressão na distância para $t=30$ dias e diferentes valores de viscosidade.

4.5 Variação da Pressão com a Espessura do Reservatório

Reservatórios de maior espessura têm maior área de drenagem para poços verticais. Quanto menor a espessura da área aberta do poço, maior a variação de pressão imposta ao reservatório, tornando a extração mais difícil (Figura 7). Em alguns casos, a extração pode tornar-se inviável por meio de poços verticais, exigindo-se um grande número de perfurações de um mesmo reservatório para que se possa obter produção de óleo satisfatória. Maiores espessuras significam maiores áreas na qual pode-se ocorrer a transmissão da diferença de pressão entre exterior e reservatório.

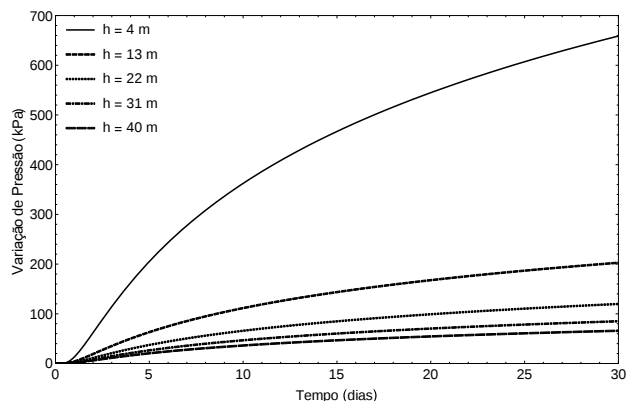


Figura 7. Variação de pressão no tempo para $r=300$ m e diferentes valores de espessura de formação.

Também, pode-se perceber pela Figura 8 que quanto menor o comprimento do poço, o gradiente da variação de pressão é menor.

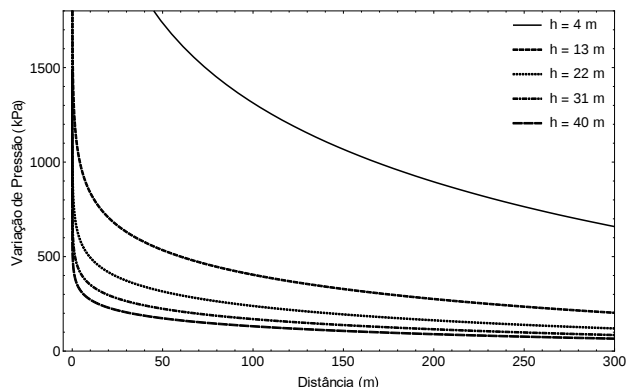


Figura 8. Variação de pressão na posição para $t=30$ dias e diferentes valores de espessura de formação.

4.6 Variação da Pressão com a Porosidade do Meio

O comportamento do poço depende se os poros formam um caminho preferencial na direção da extração ou não. Se for considerado que o aumento de porosidade é distribuído uniformemente na formação rochosa, há um aumento da permeabilidade. Com isso, tem-se um efeito similar ao descrito no aumento de permeabilidade, mas em menor intensidade (Figura 9 e Figura 10). Devido ao fato de que distribuir a porosidade uniformemente não implica necessariamente em uma distribuição de vazios que majora a permeabilidade. Na prática, alguns vazios não influenciarão em nada a permeabilidade, como é o caso de formação de pequenos canais verticais.

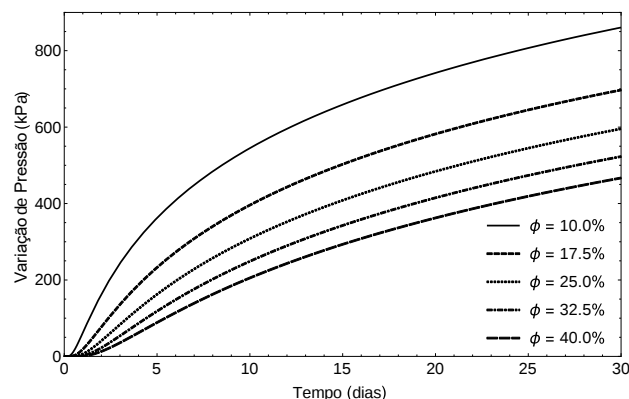


Figura 9. Variação de pressão no tempo para $r=300$ m e diferentes valores de porosidade.

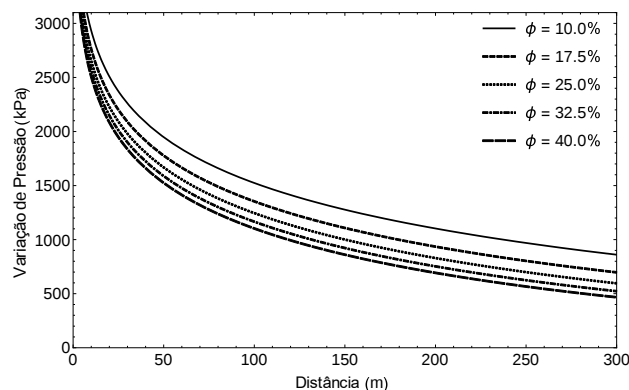


Figura 10. Variação de pressão na posição para $t=30$ dias e diferentes valores de porosidade.

4.7 Variação da Pressão com a Compressibilidade da Formação

A compressibilidade total correlaciona quanto rocha e fluido sofrem deformação sob tensões.

A deformação destes dois materiais é uma forma de armazenamento de energia proveniente da pressão do fluido. Ao abrir um poço, a queda de pressão alivia as tensões nos materiais (fluido e matriz rochosa) do reservatório, o que causa uma pequena expansão inicial. Esta expansão é responsável por atenuar a queda de pressão no reservatório com o tempo (Figura 11), melhorando a produção no poço como uma reserva de energia. Sob o aspecto de variação da pressão com a distância (Figura 12), o fato de haver um atraso na propagação das condições de contorno faz com que algumas regiões mais próximas ao poço já tenham liberado a sua reserva de energia armazenada. Já outras regiões mais distantes podem ter as tensões aliviadas, o que causa um gradiente de variação de pressões mais atenuado ao longo da expansão do poço.

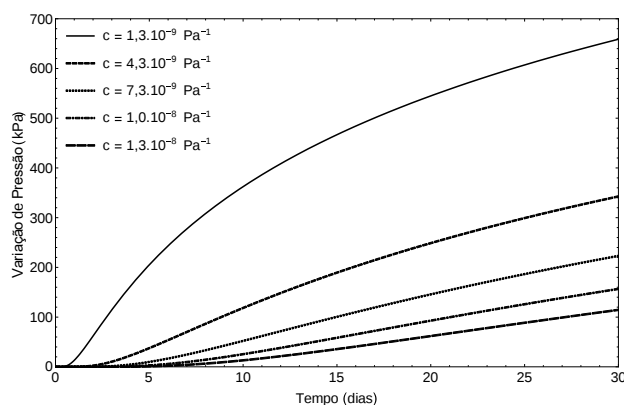


Figura 11. Variação de pressão no tempo para $r=300$ m e diferentes valores de compressibilidade total.

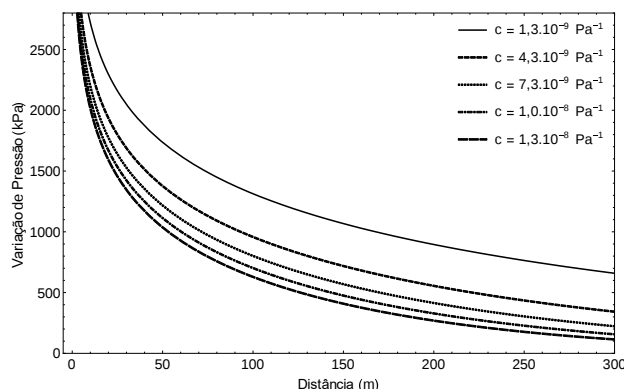


Figura 12. Variação de pressão na posição para $t=30$ dias e diferentes valores de compressibilidade total.

CONCLUSÃO

A solução da Equação da Difusividade em coordenadas cilíndricas, mesmo adotando simplificações, mostrou-se de grande relevância para a interpretação do fenômeno físico.

A análise de queda de pressão do reservatório, com variação dos vários parâmetros da solução da Equação de Difusividade, constitui um passo essencial no estudo de viabilidade de abertura de poços.

Uma das intencões principais ao realizar a análise paramétrica é encontrar as faixas que façam a pressão no reservatório cair mais lentamente, permitindo a obtenção de maiores vazões ao longo do tempo.

Por isso, os parâmetros que se deseja que tenham valores mais elevados encontram-se a permeabilidade, a espessura de formação, a porosidade e a compressibilidade total. Também, espera-se que o fluido possua viscosidade pequena.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de expressar seus agradecimentos ao CNPq, à CAPES e à Universidade de Brasília pelo apoio e incentivo dado a esta pesquisa.

REFERÊNCIAS

- Rosa, A. J.; Carvalho, R. D. S.; Xavier, J. A. D. (2006). *Engenharia de Reservatório de Petróleo*, 1a. ed., Editora Interciência, Rio de Janeiro, RJ, Brasil p.177-203.
- Szymkiewicz, A (2013). *Modelling Water Flow in Unsaturated Porous Media*. Springer, 1a. ed. Gdansk, Poland, p.9-35.
- Ertekin, T.; Abou-Kassem, J. H.; King, G. R. (2001). *Basic Applied Reservoir Engineering*. SPE, Richardson, Texas, USA, p.11-30 e 57-70.
- Wolfram Research, I. Mathematica. Versão 10.1. ed. Champaign: Wolfram Research, Inc, 2015.