

# INFLUÊNCIA DA PERMEABILIDADE NA PRESSÃO DE UM RESERVATÓRIO DE GEOMETRIA RADIAL EM REGIME DE FLUXO PERMANENTE E TRANSIENTE

Raul José Alves Felisardo <sup>1</sup>  
Josineide Martins dos Santos <sup>2</sup>  
Thâmara Moreira de Carvalho <sup>3</sup>  
Cláudio Borba <sup>4</sup>

## RESUMO

O estudo das estimativas de reserva de um campo de petróleo, seja gás ou óleo, é primordial para indústria deste ramo, já que é partir disto que as empresas tomam perspectivas e montam estratégias de retirada dos fluidos do interior das rochas. Entender sobre algumas propriedades básicas das rochas como porosidade e permeabilidade, além do conhecimento sobre geometria e regime de fluxo dos reservatórios, são fatores indispensáveis na verificação dos custos de operação. A Lei de Darcy, com a Equação de Difusividade Hidráulica é a que melhor modela parâmetros a este respeito. Neste contexto, o presente trabalho parte de um estudo da literatura acerca dos conceitos e fundamentos das geometrias e regimes de fluxo, e chega a um estudo de caso que explana o comportamento da pressão de um reservatório, a partir de uma simulação com valores próximos ao real, a qual considera, entre outros parâmetros, a permeabilidade, viscosidade, vazão do óleo e fator volume formação. Como base para a referida análise, estudou a influência da permeabilidade em função do tempo e da distância de um reservatório de geometria radial e fluxo permanente e transiente. Percebeu-se que em um reservatório submetido a um regime radial permanente não há variação da pressão em função do tempo, diferentemente do fluxo transiente em que a pressão varia com o tempo e com a distância.

**Palavras-chave:** Geometria, regime de fluxo, permeabilidade, Lei de Darcy, reserva.

## INTRODUÇÃO

Uma das atividades fundamentais na engenharia de petróleo e na indústria petrolífera é a estimativa das reservas de óleo e/ou gás natural existentes nas jazidas. O cálculo dessas reservas é crucial para a determinação da viabilidade econômica da sua exploração. Dentre os vários métodos utilizados para esse tipo de estudo, o mais complexo é o que consiste na previsão do comportamento dos reservatórios de petróleo ao longo do tempo, ou seja, das vazões de produção de óleo, gás e água até o momento de seu abandono, bem como das

---

<sup>1</sup> Pós-Graduando do Curso de Engenharia de Processos da Universidade Tiradentes - UNIT, [rauljose1234@gmail.com](mailto:rauljose1234@gmail.com);

<sup>2</sup> Graduada pelo Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Tiradentes - UNIT, [thamara.engenharia@gmail.com](mailto:thamara.engenharia@gmail.com);

<sup>3</sup> Graduada pelo Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Tiradentes - UNIT, [josinha.angel@hotmail.com](mailto:josinha.angel@hotmail.com);

<sup>4</sup> Doutor pelo Curso de Geologia da Universidade do Vale do Rio dos Sinos – UNISINOS, [clborba@uol.com.br](mailto:clborba@uol.com.br);

vazões de injeção de fluidos eventualmente empregados para suplementar à energia natural da jazida (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2011).

Sabendo-se que para um projeto de injeção, as vazões dos fluidos envolvidos são fundamentais, é preciso levar em conta as características físicas destes e também e do meio poroso. O método adotado deve oferecer boas condições de injeção que proporcione vazões de produção economicamente viáveis (THOMAS, 2004). Para isto, o conhecimento do regime em que o reservatório está submetido é determinante, assim como no posicionamento dos poços produtores e injetores.

Existem basicamente duas geometrias de fluxo. A primeira é a geometria linear, em que o fluxo se dá em apenas uma direção. Um bom exemplo são os reservatórios canalizados ou fraturados. A segunda geometria é a radial em que o fluxo ocorre radialmente em duas direções, representadas por coordenadas cilíndricas, com reservatório extenso no plano (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2011).

Quanto ao regime de fluxo, de acordo com estes mesmos autores, geralmente são classificados em três tipos. O regime permanente é caracterizado pela existência de uma alimentação externa, quando a vazão e a pressão não variam com o tempo, e ocorre quando há recarga por um aquífero ou injeção de água. O regime pseudopermanente, que ocorre quando não existe uma alimentação externa, e a pressão varia com o tempo e com a distância, mas de modo uniforme, característico de reservatórios que produzem por depleção. E por último o regime transiente, onde a queda de pressão ainda não atingiu a fronteira do reservatório e a pressão varia com a distância e com o tempo, típico de tempo curto de produção.

Neste sentido, este trabalho tem como objetivo explanar sobre os fundamentos das geometrias e regimes de fluxo. Utilizando parâmetros semelhantes aos de um reservatório real, estudou-se a queda de pressão em um reservatório de petróleo de geometria radial com regimes de fluxo permanente e transiente em diferentes permeabilidades. Assim usou-se as soluções da equação da difusividade hidráulica para cada caso e observou o comportamento da pressão no reservatório em função do tempo e da distância.

## **REFERENCIAL TEÓRICO**

A Lei de Darcy é a equação mais utilizada para a avaliação do fluxo de fluidos em meios porosos. Desde sua formulação empírica em 1856, esta lei é frequentemente usada para descrever, entre outros, a queda de pressão necessária para sustentar o fluxo de um fluido através de uma matriz porosa (TEK, 1957; ASSEUX e VALDÉS-PARADA, 2017).

Neste sentido, a Equação da Difusividade Hidráulica (Equação 01) caracteriza matematicamente o comportamento da pressão no interior do reservatório com o tempo, em função da porosidade da rocha ( $\phi$ ), da viscosidade do fluido ( $\mu$ ), da compressibilidade total do sistema ( $c$ ) e da permeabilidade ( $k_r$ ). Esta equação é obtida a partir da associação de três equações básicas: equação de transporte de massa que é a lei de Darcy, equação de conservação de massa que é a equação da continuidade, e a equação da compressibilidade que é a equação de estado (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2011; AHMED, 2006).

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c}{k_r} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (01)$$

Conforme esses mesmos autores, para a formulação desta expressão, as seguintes hipóteses foram adotadas: meio poroso homogêneo e isotrópico; fluxo totalmente horizontal e isotérmico; poço penetrando totalmente a formação; permeabilidade constante; pequenos gradientes de pressão; fluido e rocha com compressibilidade pequena e constante; forças gravitacionais desprezíveis; fluidos e rochas não reagem entre si.

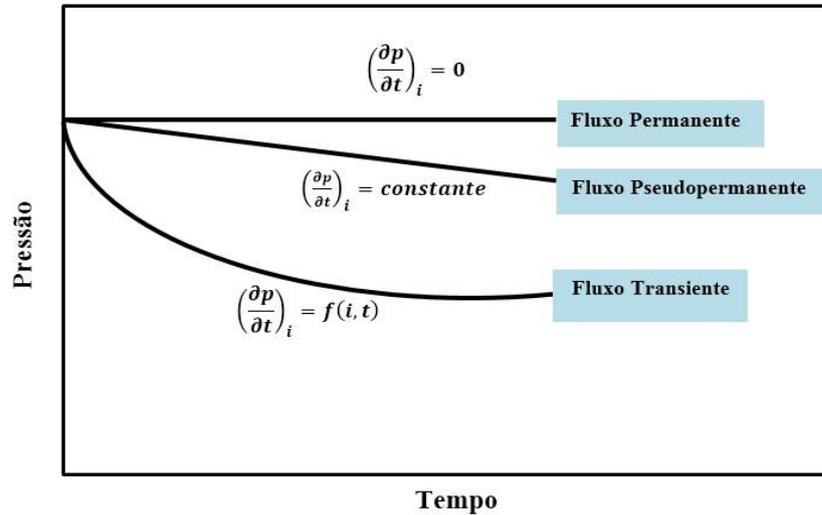
Em suma, o comportamento da pressão de um reservatório é altamente dependente da geometria e do tipo de regime de fluxo. Na maior parte das situações o fluxo radial é o que melhor descreve esse movimento e ocorre radialmente, nas direções  $x$  e  $y$  (ou  $r$  em coordenadas cilíndricas) e onde a direção vertical  $z$  é desprezível. Todavia, segundo Thomas (2004), para assegurar o fluxo radial em toda a espessura do reservatório é fundamental assumir alguns princípios básicos, como espessura do reservatório constante, homogêneo em toda área, com relação a todas as características da rocha, isotrópico com relação à permeabilidade, saturado com um único fluido e que o poço é completado em todo intervalo produtor.

A descrição matemática do fluxo radial de fluidos simula o fluxo de um reservatório, ou parte de um reservatório que produz por um poço (DAKE, 2014). Tendo em vista que o fluxo acontece somente no plano ( $x, y$ ), isto é, que não há fluxo no sentido vertical, a equação da difusividade hidráulica pode ser expressa conforme a Equação 02.

$$\frac{\partial^2 \rho}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \rho}{\partial y^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (02)$$

Quanto ao regime de fluxo, o qual descreve o comportamento do escoamento no reservatório, em função da posição (coordenada espacial) e do tempo (LEE, ROLLINS e

SPIVEY, 2003), pode ocorrer de forma diferente, mas com relação direta com a forma geométrica e o tamanho do reservatório (CRAFT, HAWKINS e TERRY, 1991). Dessa forma, em função do tempo, são classificados em permanente, pseudopermanente e transiente.



**Figura 1:** Regimes de fluxo em função do tempo.  
**Fonte:** AHMED e MCKINNEY (2005).

### Regime permanente

Regime em que não há variação da densidade e/ou oscilação da pressão em nenhum ponto do reservatório em função do tempo, em consequência da alimentação externa. Dessa forma a equação da difusividade hidráulica pode ser resumida na Equação 03, já que a derivada da pressão no tempo é zero (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2011).

$$\frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} = 0 \quad (03)$$

Sem a dependência da pressão em função do tempo, a solução da equação fica apenas com os termos em função do raio ( $r$ ), e a sua resolução é expressa na Equação 04, tendo  $p(r)$ .

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left( r \frac{dp}{dr} \right) = 0 \quad (04)$$

Considera-se as condições de contorno da Equação 05, em que  $p_e$  é a pressão no limite externo de um meio poroso ou de um reservatório,  $p_w$  é a pressão na face interna de um meio poroso ou no fundo de um poço,  $r_e$  é o raio externo e  $r_w$  é o raio do poço.

$$\begin{cases} r = r_w \Rightarrow p(r_w) = p_w \\ r = r_e \Rightarrow p(r_e) = p_e \end{cases} \quad (05)$$

Resolvendo a equação da difusividade hidráulica simplificada para o regime permanente (Equação 02), aplicando as condições de contorno, resulta-se a Equação 06.

$$p(r) = p_w + \frac{p_e - p_w}{\ln(r_e/r_w)} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad (06)$$

Com isso, pode ser calculada a pressão em qualquer ponto dentro do meio poroso, sendo que em cada ponto a pressão é constante com o tempo de produção. Ainda, rearranjado esta equação, pode-se obter a expressão para a vazão (Equação 07), tida como equação de Darcy para regime permanente.

$$q_w = \frac{2\pi kh (p_e - p_w)}{\mu \ln(r_e/r_w)} \quad (07)$$

Em que ( $h$ ) é a espessura, ( $k$ ) permeabilidade absoluta, ( $\mu$ ) viscosidade do fluido e ( $q_w$ ) vazão constante do poço.

### Regime pseudopermanente

Esse regime também é conhecido como depletivo, onde a pressão cai continuamente em todos os pontos, mantendo o gradiente de pressão sem alteração. Ou seja, o perfil de pressão permanece sem variação, mesmo com o passar do tempo (MARSILI, 2013).

Devido à redução da pressão de poros, haverá expansão do fluido e redução do volume poroso da rocha, assim ocorrerá depleção. Dessa forma, a compressibilidade torna-se uma variável importante, logo, para este regime partimos da Equação 08.

$$c_t = \frac{1}{V_p} \frac{\Delta V}{\Delta p} \quad (08)$$

Em que  $c_t$  representa a compressibilidade total,  $\Delta V$  e  $\Delta p$  é a variação do volume e da pressão, respectivamente e  $V_p$  é o volume poroso obtido pela Equação 09 que relaciona a área transversal do meio poroso ( $A$ ), o comprimento do leito poroso ( $L$ ) e a porosidade ( $\phi$ ).

$$V_p = A.L.\ \emptyset \quad (09)$$

Matthews e Russell (1967) mostraram que, a partir da definição de compressibilidade total do sistema, é possível obter uma expressão para a pressão em função do tempo. Colocando a equação na forma de diferencial, desmembrando o  $V_p$  e derivando em relação ao tempo, chega-se na Equação 10 que relaciona a variação do volume em função do tempo e da vazão ( $q$ ).

$$C_t.L.A.\ \emptyset.\ \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial V}{\partial t} = q(x = 0) = \text{constante} \quad (10)$$

Ajustando a equação da compressibilidade em função da vazão e para uma geometria radial tem-se a Equação 11.

$$\frac{\partial p}{\partial t} = -\frac{q_w}{C_t.\ \pi.\ h.\ r_e^2.\ \emptyset} = \text{constante} \quad (11)$$

Substituindo essa expressão na equação da difusividade hidráulica para a geometria radial, chega-se na Equação 12.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = -\frac{q_w.\ \mu}{k.\ \pi.\ h.\ r_e^2} \quad (12)$$

Para este regime de fluxo, a solução da equação da difusividade hidráulica é obtida considerando condições de contorno de pressão constante na fronteira interna e gradiente de pressão nulo na fronteira externa conforme Equações 13 e 14.

$$r = r_w \Rightarrow p(r) = p_w \quad (13)$$

$$r = r_e \Rightarrow \frac{\partial p}{\partial r} = 0 \quad (14)$$

Assim a solução para pressão em função da distância é obtida pela Equação 15.

$$p(r) = p_w + \frac{q_w.\ \mu}{2.\ \pi.\ k.\ h} \cdot \left[ \ln \left( \frac{r}{r_w} \right) - \frac{r^2}{2.\ r_e^2} \right] \quad (15)$$

Sabendo-se também que as pressões ao longo do reservatório variam uniformemente com o tempo e que estas soluções representam a distribuição das pressões no meio poroso em um determinado instante ( $t$ ), descreve-se o formato do perfil de pressões de fluxo ( $p_w$ ) pela Equação 16.

$$p_w(t) = p_i - \frac{q_w \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[ \frac{2 \cdot k \cdot t}{\phi \cdot \mu \cdot c_t \cdot r_e^2} + \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right] \quad (16)$$

Levando em consideração, além do tempo, a distância, chega-se na Equação 17.

$$p_w(r, t) = p_i - \frac{q_w \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} + \left[ \frac{2 \cdot k \cdot t}{\phi \cdot \mu \cdot c_t \cdot r_e^2} + \frac{r^2}{2 \cdot r_e^2} + \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right] \quad (17)$$

Rearranjando esta expressão obtém-se a Equação de Darcy da solução para a vazão no poço (Equação 18).

$$(q_w) = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_e - p_w)}{\mu \cdot \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right]} \quad (18)$$

### Regime transiente

O primeiro regime de fluxo a acontecer no reservatório, desde a abertura do poço é o transiente. Ao passar do tempo, a perturbação de pressão percorre pela extensão do reservatório sem que sofra influência dos seus limites externos e o reservatório reage como se fosse infinito em sua extensão. Earlougher (1977) apresentou a Equação 19 como sendo a expressão para se estimar a duração total do período transiente:

$$t_{tr} = \frac{\phi \mu c_t A t_{DA}}{k} = \frac{t_{DA} A}{\eta} \quad (19)$$

A área do reservatório é representada por  $A$  e  $t_{DA}$  é o tempo adimensional para o qual o reservatório ainda se comporta como infinito, assumindo o valor de 0,1 para um reservatório circular fechado com um poço no centro. Além da relação da constante de difusividade hidráulica ( $\eta$ ).

Para o regime transiente são usadas as seguintes condições:

Condição de contorno inicial, Equação 20.

$$p(r, 0) = p_i, r > 0 \quad (20)$$

Em qualquer tempo de produção, sempre haverá um ponto do reservatório em que a pressão é igual a  $p_i$ . Assim, a condição de contorno externa é dada pela Equação 21.

$$\lim_{r \rightarrow \infty} p(r, t) = p_i \quad (21)$$

Já a condição de contorno interna, em que pressupõe uma vazão constante, é dada pela Equação 22.

$$\lim_{r \rightarrow 0} \left( r \cdot \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{q_w \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}, t > 0 \quad (22)$$

Para a solução da equação da difusividade hidráulica em fluxo radial transiente, supõe-se um reservatório cilíndrico infinito lateralmente produzindo, com vazão constante, a partir de um poço localizado em sua origem. A solução para este problema é conhecida como solução da fonte linear, por supor que o poço seja uma linha ( $r_w \rightarrow 0$ ), considerando condições de contorno análogas. Assim, a representação correta da lei de Darcy no sistema radial em fonte linear é dada pela Equação 23, desenvolvida originalmente por Lorde Kelvin (HORNOR, 1951).

$$p(r, t) = p_i + \frac{q_w \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot E_i(-X), t > 0 \quad (23)$$

Sendo que  $X$  é obtido pela Equação 24 e que de acordo com DAKE (1978), esse valor assume a representatividade quando inferior a 0,01.

$$X = \frac{\phi \cdot \mu \cdot c_t \cdot r^2}{4 \cdot k \cdot t} \quad (24)$$

Conforme ressalta Craft, Hawkins e Terry (1991), os valores da função integral exponencial podem ser encontrados de forma tabelada em diversos livros de Engenharia de Reservatórios, sendo que para pequenos valores de  $x$ , a função integral exponencial pode ser aproximada para a Equação 25.

$$E_i(-x) = -\ln(\gamma x) \quad (25)$$

Ainda, a pressão no poço, em tempos pequenos, a partir de aproximação da exponencial integral, pode ser obtida pela Equação 26.

$$p_w(t) = p_i - \frac{q_w \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \left[ \frac{1}{2} \ln \left( \frac{4 \cdot k \cdot t}{\gamma \cdot \phi \cdot \mu \cdot c_t \cdot r_w^2} \right) \right] \quad (26)$$

Em que  $\gamma$  é o peso específico do fluido.

## METODOLOGIA

É utilizada a Equação de Difusividade Hidráulica para modelar o comportamento da pressão no reservatório, que é um dos parâmetros fundamentais para o estudo de viabilidade e extração de fluidos. Assim foram adotados parâmetros de rocha e fluido compatíveis com um reservatório real de geometria radial, como mostrado na Tabela 1.

**Tabela 1:** Dados usados no estudo de reservatório.

Parâmetro	Símbolos	Valor	Unidade
Permeabilidade ao óleo	$k_o$	100	mD
		500	
		1000	
Viscosidade do óleo	$\mu$	5	cp
Fator volume-formação do óleo	$B_o$	1,2	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Espessura	$h$	10	m
Porosidade	$\phi$	0,2	Adimensional
Compressibilidade total	$C_t$	0,00013	kgf/cm <sup>2</sup>
Vazão do óleo	$q_o$	100	m <sup>3</sup> /d
Raio do poço	$r_w$	0,1	m
Raio do reservatório no regime transiente	$r_e$	$\infty$	m
Pressão inicial	$P_i$	100	kgf/cm <sup>2</sup>

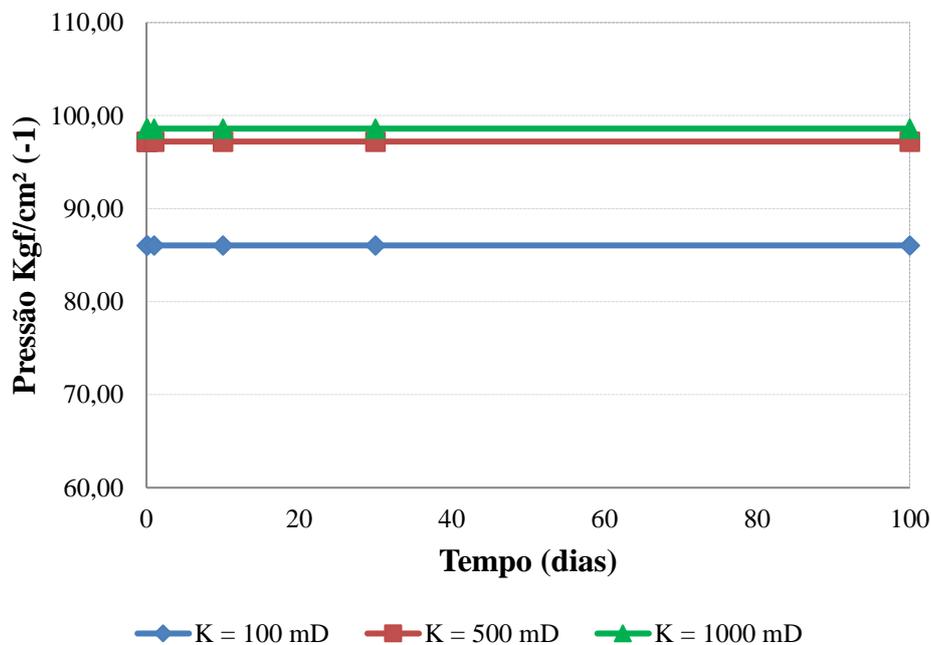
De posse dessas considerações, com o intuito de propor uma explicação física, fez-se análise do comportamento das curvas que relacionam a influência da permeabilidade em função do tempo e da distância. Para isto, usou-se as Equações 06 e 23, respectivamente para os regimes permanente e transiente, conforme descritas no referencial teórico. Vale evidenciar que apenas os valores da permeabilidade foram variados, mantendo-se fixos os demais parâmetros expostos na Tabela 1.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

### Geometria radial e regime permanente

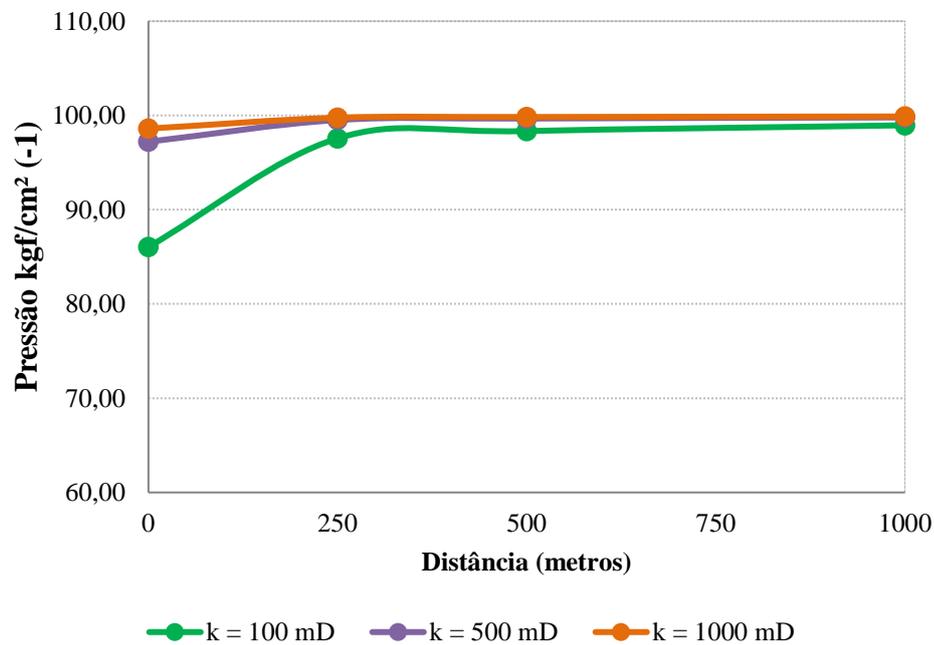
Nesse regime de fluxo, não há variação da pressão em qualquer distância do reservatório, nem em função do tempo. Essas condições são atribuídas devido ao influxo natural de água proveniente de um aquífero capaz de manter a pressão constante na fronteira externa do reservatório ou por injeção de água em torno do poço produtor, em que a retirada dos fluidos do reservatório é feita de forma equilibrada.

Na Figura 1 tem-se o comportamento da permeabilidade em função do tempo.



**Figura 1:** Influência de diferentes permeabilidades em função do tempo na pressão do reservatório na região do poço ( $r = r_w$ ).

Observa-se que quanto maior a permeabilidade menor é a queda da pressão, isso significa que com a permeabilidade de 1000 mD melhor será o escoamento do fluido que repõe a pressão causada pela produção. Pode-se observar também que, conforme características ressaltadas para esse regime, com o passar dos dias a pressão se mantém a mesma que nos instantes iniciais, ou seja, não há variação na pressão em função do tempo, já que existe reposição da energia do reservatório através de injeção de água ou expansão do aquífero no mesmo volume do fluido que foi retirado. Na mesma tônica, a Figura 2 apresenta a influência da permeabilidade em função da distância.



**Figura 2:** Influência da variação das permeabilidades em função de diferentes distâncias.

Destaca-se que com a permeabilidade de 100 mD a pressão, no limite do reservatório, tem uma queda intensa em direção ao poço. Com as permeabilidades de 500 mD e 1000 mD a queda da pressão é menor, favorecendo o escoamento do fluido.

### Geometria radial e regime transiente

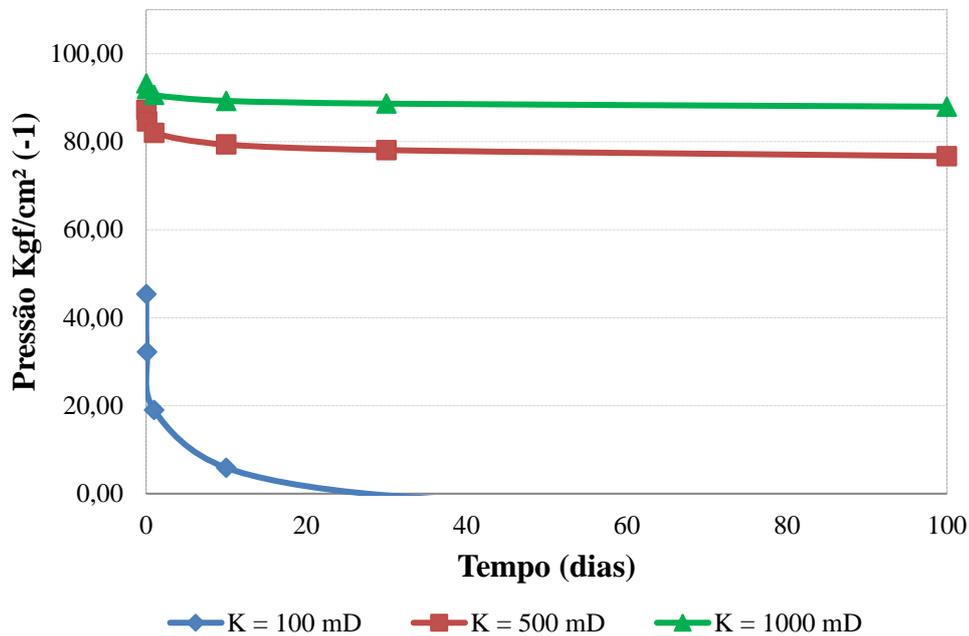
Neste regime, a pressão varia com a distância e com o tempo. As condições de contorno impostas pela abertura do poço demoram um pouco a se propagarem ao longo de toda a extensão do reservatório. Ele reage como se tivesse extensão infinita.

Geralmente, este padrão tem durabilidade de poucos dias ou horas e se expande para formações com baixa permeabilidade. Essa durabilidade é influenciada por alguns parâmetros

como o tamanho do reservatório, compressibilidade total, viscosidade do fluido, permeabilidade absoluta da rocha e outros fatores geológicos.

Por se tratar de um regime que dura pouco tempo, é usado para teste da formação. Após o equilíbrio do regime, o fluxo até o poço de petróleo muda de condição para pseudopermanente ou permanente a depender das condições de contorno externas do reservatório.

Na Figura 3 apresenta-se a influência da permeabilidade em função do tempo.



**Figura 3:** Influência das diferentes permeabilidades na pressão do reservatório na região do poço ( $r = r_w$ ) em função do tempo.

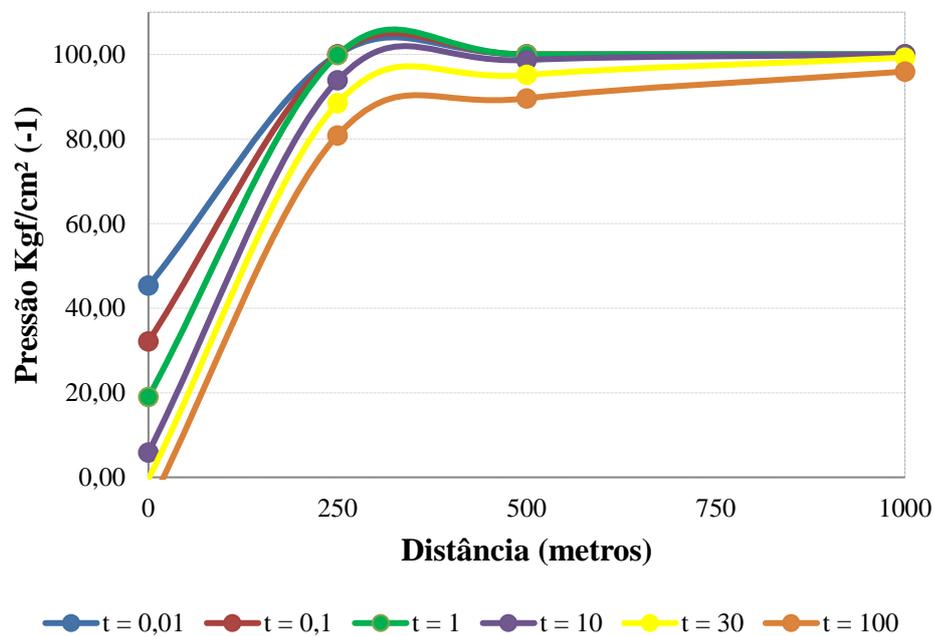
Ao analisar a Figura 3 pode-se perceber que quanto maior a permeabilidade da rocha, menor é a queda de pressão. Diante das condições de contorno impostas tem-se como resultado uma melhor eficiência com que afetam o fluido e assim facilita a extração do mesmo.

Por esse motivo, para maiores permeabilidades, a variação de pressão tende a ser maior nos primeiros instantes e menor depois de certo período. Pode ser observado que a equação não funciona em um reservatório com permeabilidade de 100 mD, gerando pressões negativas. Isso ocorre porque com essa permeabilidade não é possível produzir uma vazão de 100 m<sup>3</sup>/d (conforme dados da Tabela 1), por isso, a curva de 100 mD tende a valores negativos, fenômeno que fisicamente é impossível de acontecer com os dados de entrada

fornecidos. Teoricamente é como se tivesse um sugador na rocha e que retirasse toda energia dela até a pressão cair a valores negativos, vale frisar que não funciona na prática.

Para analisar a influência da permeabilidade em função do tempo e da distância no regime transiente, inicialmente usou-se a Equação 24 para obter o valor do argumento X. Em seguida calculou-se a exponencial integral  $Ei(X)$ , da Equação 23, utilizando calculadora numérica pelo *Online calculador*.

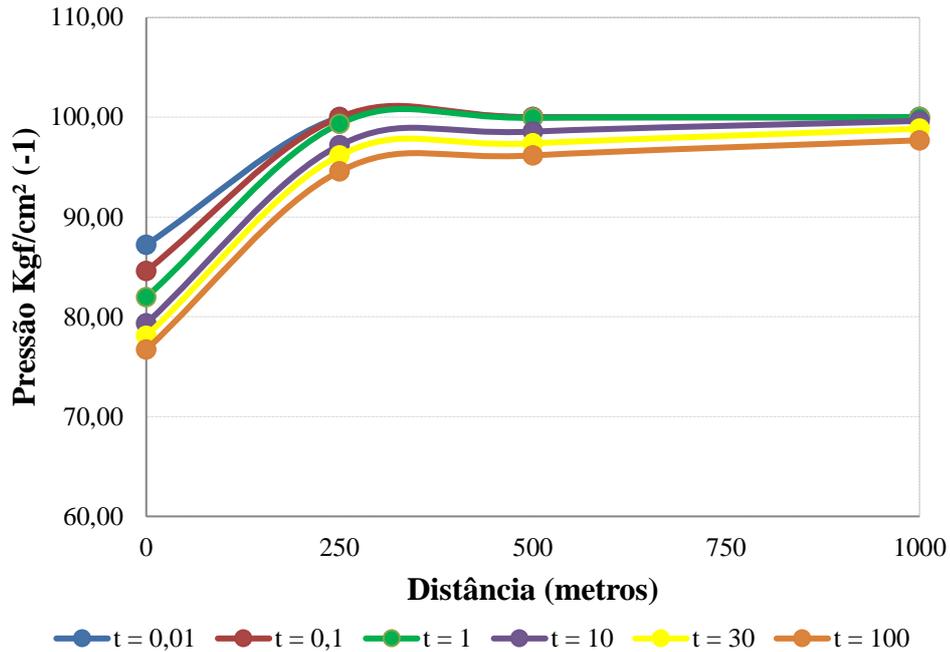
Dessa forma, na Figura 4 demonstra-se a influência da permeabilidade de 100 mD em função de diferentes distâncias e tempos (em dias).



**Figura 4:** Influência da permeabilidade de 100 mD em função de diferentes distâncias e dos tempos (em dias).

Pode-se perceber que com a permeabilidade de 100 mD a pressão tem uma queda muito acentuada desde a abertura do poço. Aos 30 dias a pressão no poço chega a zero e a 100 dias a pressão tende a valores negativos. Esse fenômeno acontece devido a incompatibilidade da permeabilidade com a vazão de 100 m<sup>3</sup>/d adotada. Analisando esta figura com relação à distância é possível perceber que quanto menor a distância do poço maior a queda de pressão. Longe do poço a pressão tende ao seu valor inicial.

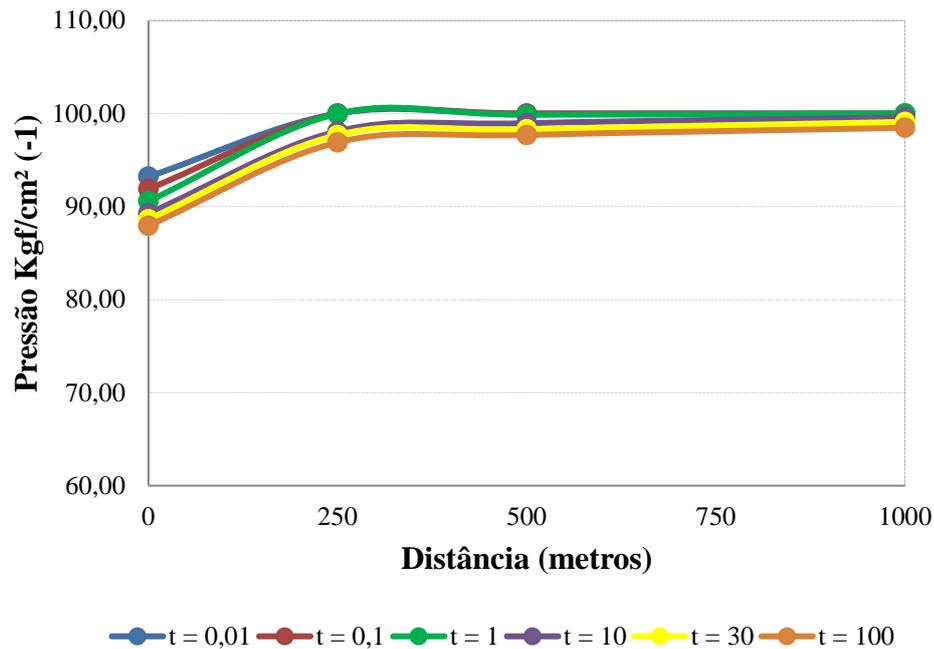
Para a permeabilidade de 500 mD (Figura 5) pode-se observar que a queda da pressão é menor em comparação a permeabilidade de 100 mD, o que implica em uma maior facilidade no fluxo do fluido no reservatório.



**Figura 5:** Influência da permeabilidade de 500 mD em função de diferentes distâncias e dos tempos (em dias).

Nota-se que a pressão no poço tem uma queda razoável e longe do poço quase não tem variação da pressão. É importante notar que as curvas convergem para um ponto, e em alguma distância além dos 1000 m investigados haverá uma distância onde não há queda de pressão com o tempo, o que caracteriza o fluxo transiente (raio do reservatório infinito).

O comportamento da pressão também foi analisado na permeabilidade de 1000 mD (Figura 6). Nota-se que há uma menor queda de pressão do reservatório próximo do poço.



**Figura 6:** Influência da permeabilidade de 1000 mD em função de diferentes distâncias e dos tempos (em dias).

Pode-se observar também que quanto mais distante do poço menor é a queda da pressão. A pressão do reservatório reduz em direção ao poço em toda sua extensão. Em relação à distância com essa permeabilidade, a queda da pressão no poço é mínima e longe do poço a pressão quase não apresenta queda, convergindo para um único valor nas distâncias maiores.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

Mediante os aspectos abordados e de posse das considerações feitas para o estudo proposto, viu-se quão importante é o conhecimento de propriedades das rochas, dos parâmetros dos fluidos e das características de geometria de fluxo para o comportamento de reservatórios. Entre estas propriedades, além da porosidade da rocha e da viscosidade do fluido, a permeabilidade mostrou-se imprescindível na análise das curvas que representam a reação de um reservatório na queda da pressão, uma vez que ela garante ou restringe o escoamento do fluido em cada regime de fluxo. Assim, quanto maior o valor desta propriedade, maior o fluxo do fluido em direção ao poço. Logo, nota-se que em um reservatório submetido a um regime radial permanente não há variação da pressão em função do tempo (mantém-se constante nos três valores de permeabilidade estudados, 100, 500 e

1000 mD). Este tipo de regime é característico de reservatórios que possuem uma alimentação externa a qual pode ser injeção de água. Em contra partida, quando se considera que o regime é radial transiente se aplica tempos curtos de produção e é usado para testes de formação, nesse regime a pressão tanto varia em função do tempo quanto com a distância e que, em suma, a curva mais acentuada da pressão *versus* tempo é quando se considera 100 mD em que esta queda ocorre já nas proximidades do poço.

## REFERÊNCIAS

AHMED, T.; MCKINNEY, P. D. **Advanced Reservoir Engineering**. 1ª ed., Massachussets: Elsevier, 2005.

ASSEUX, D.; VALDÉS-PARADA, F. J. **On the developments of Darcy's law to include inertial and slip effects**. *Comptes Rendus Mécanique*, v. 345, n. 9, p. 660-669, 2017.

CRAFT, B. C.; HAWKINS, M. F.; TERRY, R. E. **Applied Petroleum Reservoir Engineering**. 2ª ed. Englewood Cliffs: Prentice Hall PTR, 1991.

DAKE, L. P. **Fundamentals of Reservoir Engineering**. New York: Elsevier Scientific Publishing Company, 1978.

DAKE, L. P. **Fundamentos de Engenharia de Reservatórios**, 1ª ed., editora Campos, 2014.

EARLOUGHER, R. C., Jr. **Advances in Well Test Analysis**. Dallas: Editora Society of Petroleum Engineers of AIME, Vol. 5, 1977.

HORNER, D. R. **Pressure Buildup in Wells**. In: Third World Petroleum Congress, Section II, p. 503-521, The Hague, The Netherlands, 1951.

LEE, J.; ROLLINS, J. B.; SPIVEY, J. P. **Pressure Transient Testing**. SPE Text book Series, Vol. 9, 2003.

MARSILI, M. D. **Uma solução analítica generalizada da equação da difusividade hidráulica multidimensional pela técnica da transformação integral**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Civil, UFRL/COPPE, Rio de Janeiro, 2013.

MATTHEWS, C. S.; RUSSEL, D. G. **Pressure Buildup and Flow Tests in Wells**. Dallas: Editora Society of Petroleum Engineers of AIME, Vol. 5, 1967.

Online Calculator. Disponível em:<<http://keisan.casio.com/exec/system/1180573423>>. Acessado em 20 de janeiro de 2021.

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

TEK, M. R. **Development of a Generalized Darcy Equation**. Journal of petroleum technology, v. 9, n. 6, p. 45 – 47, 1957.

THOMAS, J. E. **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.