

3

Análise Reservatório - Poço

3.1

Introdução

Um dos componentes mais importantes do sistema total de poços é a parte do reservatório ao redor do poço, doravante denominada componente reservatório. Uma das pressões fixas em algum momento da vida do campo é a pressão média do reservatório $\bar{P}_r$. Ao viajar desde sua localização original no reservatório até o ponto final de consumo, o gás deve primeiro passar pelo meio poroso ou rocha do reservatório. Uma certa quantidade de energia é exigida para vencer a resistência do fluxo através da rocha, que se manifesta numa queda de pressão na direção do fluxo, para o poço, $\bar{P}_r - P_{wf}$. Esta queda ou diminuição de pressão depende principalmente da vazão de fluxo de gás, propriedades da rocha, e propriedades dos fluidos do reservatório.

O componente reservatório será sempre um componente *upstream*, e sua pressão é sempre considerada como dado de entrada. Por outro lado, a pressão dos canhoneados P_{wfs} pode ser selecionada algumas vezes. Isso isolará o efeito da queda de pressão ao longo dos canhoneados ou do equipamento de controle de areia (gravel pack).

O engenheiro envolvido nas operações de produção de gás deve ser capaz de prever não só a vazão de produção, mas também quanto gás está originalmente no reservatório e quanto dele pode ser recuperado economicamente. Isso exige a capacidade de relacionar o volume de gás existente no reservatório à sua pressão.

O fluxo a partir do reservatório para o poço foi chamado por *Gilbert* “Comportamento do fluxo de entrada” (*inflow performance*) e um esquema de vazão de produção versus pressão de fluxo do fundo do poço, $P_{wf} = f(q)$ é chamado “Relação de comportamento do fluxo de entrada” (*inflow performance relationship*) ou *IPR*, conhecido também como Curva do Comportamento do Reservatório. A *figura 3.1* permite visualizar as curvas típicas da relação $(P_{wf} \text{ vs } q)$. A curva *A* mostra um índice de produtividade constante à medida

que declina a pressão de fundo; P_{wf} , este é o caso ideal que se apresenta em poços petrolíferos, quando a pressão dinâmica, P_{wf} , é maior que a pressão de bolha. Quanto às curvas B e C , suas inclinações variam à medida que muda o diferencial de pressão e a produção cumulativa, e além disso, observa-se que têm o mesmo comportamento da curva A até que a pressão de fundo caia abaixo da pressão de bolha. A curva C é uma representação típica dos poços de gás. Para a construção da curva C , existem diferentes métodos que serão estudados neste capítulo.

O movimento dos fluidos em meios porosos e permeáveis está regido por equações baseadas na lei empírica de *Henry Darcy*⁴, que tomam diferentes formas segundo o fluido (gás, petróleo), os tipos de fluxo (linear, radial) e os regimes de fluxo (estável, semi-estável e transiente).

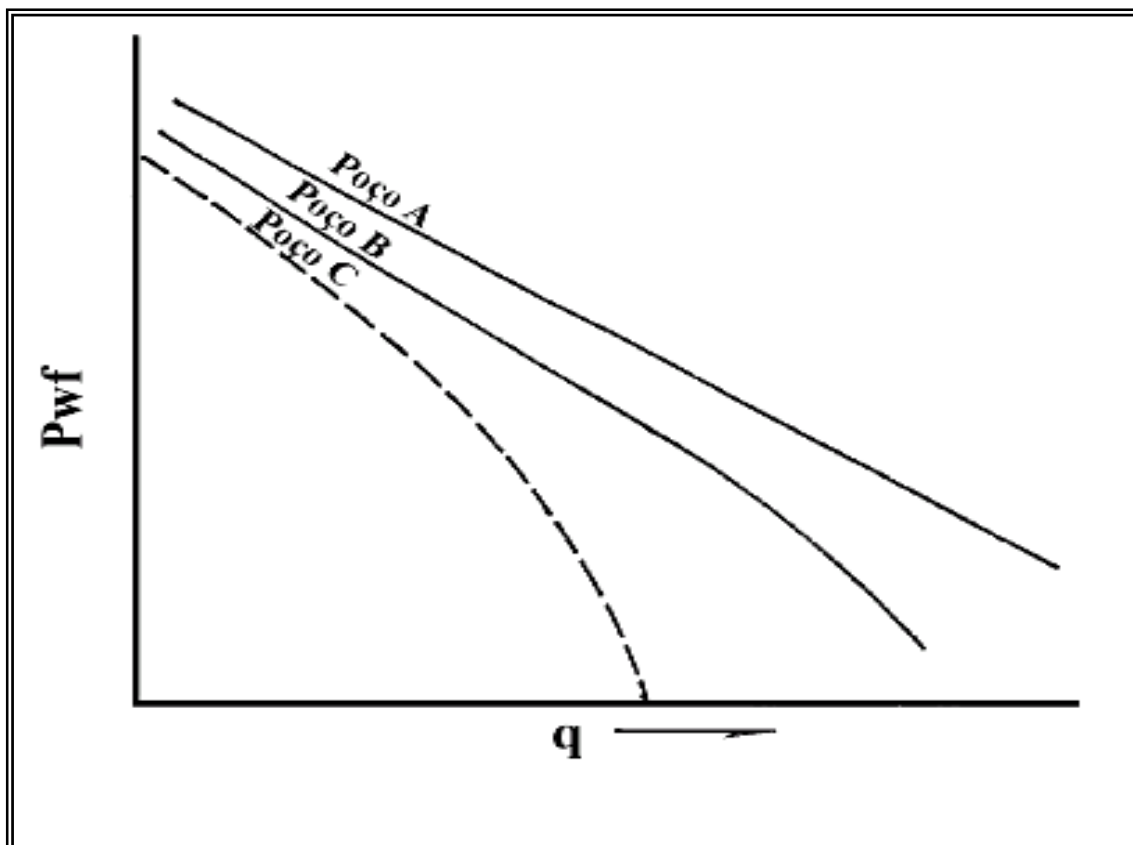


Figura 3.1 Curvas IPR típicas

3.1.1 Lei de Darcy

Em 1856, como resultado de estudos experimentais de fluxo de água através de filtros de areia não consolidada, *Henry Darcy* deduziu a fórmula que leva seu nome. A lei estendeu-se, com certas limitações, ao movimento de outros fluidos, incluindo dois ou mais fluidos não miscíveis, em rochas consolidadas e outros meios porosos. A *lei de Darcy*⁴ enuncia que a velocidade de um fluido homogêneo num meio poroso é proporcional ao gradiente de pressão e inversamente proporcional à viscosidade do fluido, ou:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad eq.(3.1)$$

v é a velocidade aparente em centímetros por segundo e é igual a q/A , portanto a *lei de Darcy* pode ser expressa em termos de vazão de fluxo volumétrico da seguinte forma:

$$q = vA = -\frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad eq.(3.2)$$

Onde q é a vazão volumétrica de fluxo em centímetros cúbicos por segundo e A é a área da seção transversal total ou aparente da rocha, em centímetros quadrados. Em outras palavras, A inclui tanto a área do material sólido (esqueleto mineral) da rocha como também a área dos canais porosos. A viscosidade do fluido, μ , expressa-se em centipoises, e o gradiente de pressão, dp/dx , tomado na mesma direção que q e v , em atmosferas por centímetro, a constante de proporcionalidade, k , é a permeabilidade da rocha expressa em darcys. O sinal de menos indica que toma-se o fluxo positivo na direção positiva de x , a pressão diminui nessa direção e a pendente dp/dx é negativa.

3.1.1.1 Fluxo linear

Para o fluxo linear⁴, a área de fluxo é constante, devendo integrar a equação de *Darcy* para obter a queda de pressão que ocorre num comprimento L :

$$\int_{p_1}^{p_2} \frac{kdp}{\mu} = -\frac{q}{A} \int_0^L dx \quad eq.(3.3)$$

Se é assumido que k , μ , e q são independentes da pressão ou que podem ser avaliados com uma pressão média do sistema, a equação virá a ser:

$$\int_{p_1}^{p_2} dp = -\frac{q\mu}{kA} \int_0^L dx \quad eq.(3.4)$$

Integrando, dá:

$$p_2 - p_1 = -\frac{q\mu}{kA} L \quad eq.(3.5)$$

ou

$$q = \frac{CkA(p_1 - p_2)}{\mu L} \quad eq.(3.6)$$

onde C é um fator de conversão de unidades. O valor correto para C é 1.0 para as unidades Darcy e 1.127×10^{-3} para as unidades de campo.

Tabela 3,1
Unidades da lei de Darcy

<i>Variável</i>	<i>Símbolo</i>	<i>Unidade Darcy</i>	<i>Unidade Campo</i>
<i>Vazão de fluxo</i>	<i>q</i>	<i>cc/seg</i>	<i>bbl/dia</i>
<i>Permeabilidade</i>	<i>k</i>	<i>darcys</i>	<i>md</i>
<i>Área</i>	<i>A</i>	<i>cm²</i>	<i>ft²</i>
<i>Pressão</i>	<i>p</i>	<i>atm</i>	<i>psi</i>
<i>Viscosidade</i>	<i>μ</i>	<i>cp</i>	<i>cp</i>
<i>Comprimento</i>	<i>L</i>	<i>cm</i>	<i>L</i>

Fonte: Production Optimization, Using Nodal Analysis

A geometria do sistema linear é ilustrada na *figura 3.2*

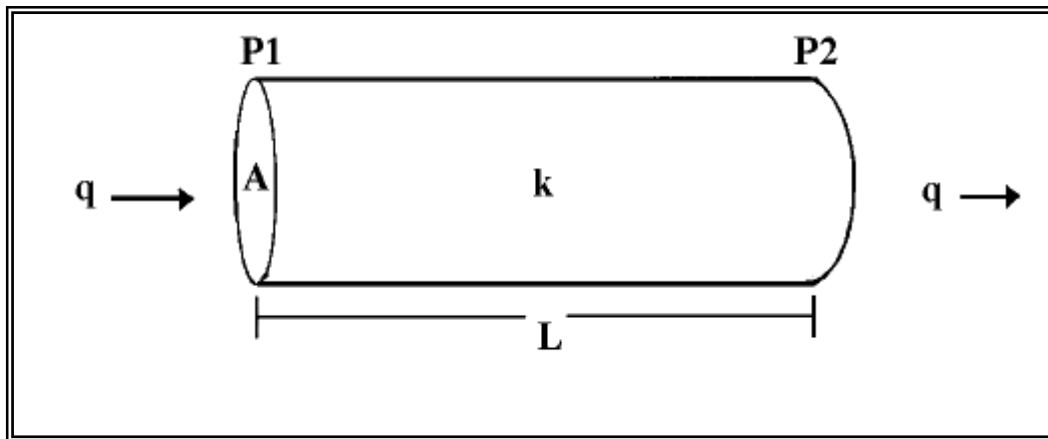


Figura 3.2 Fluxo laminar

Pode-se observar que a equação 3.5 num esquema de coordenadas cartesianas de p vs L produzirá uma linha reta de pendente constante, $-q\mu/kA$. Isto é, a variação da pressão com a distância é linear.

Se o fluxo de fluido é compressível num sistema linear isotérmico, isso é resultado da expansão por diminuição da pressão; nas zonas de baixa pressão, a velocidade é maior que nas zonas de alta pressão e consequentemente a gradiente de pressão aumenta para o lado de baixa pressão.

A expressão que permite determinar a queda de pressão no sistema lineal em estado contínuo vem a ser:

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{8.93ZT\mu L}{kA} q_{sc} \quad eq.(3.7)$$

Onde:

p	=	$psia$	k	=	md
T	=	$^{\circ}R$	A	=	ft^2
μ	=	cp	q_{sc}	=	scf/dia
L	=	ft			

Para fluxo de altas velocidades na qual a turbulência ou fluxo não-Darcy pode existir, a lei de Darcy⁴ será modificada para calcular a queda de pressão causada pela turbulência. Aplicando a correção da turbulência a equação para fluxo de gás vem a ser:

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{8.93Z\mu_g LT}{k_g A} q_{sc} + \frac{1.247 \times 10^{-10} \beta Z T L \gamma_g}{A^2} q_{sc}^2 \quad eq.(3.8)$$

onde,

Z = Fator de compressibilidade do gás, obtido a $\bar{T}$, $\bar{p}$.

T = Temperatura de fluxo, °R.

γ_g = Densidade do gás.

q_{sc} = Vazão de fluxo de gás, a 14,7 psia, 60 °F, scf/dia.

μ_g = Viscosidade do gás, a $\bar{T}$, $\bar{p}$, cp.

k_g = Permeabilidade do gás, md.

A = Área de fluxo, ft².

Pode-se obter uma aproximação para o coeficiente de velocidade β através de:

$$\beta = \frac{2.33 \times 10^{10}}{k^{1.2}} \quad eq.(3.9)$$

onde:

$$\begin{aligned} \beta &= ft^{-1} \\ k &= md \end{aligned}$$

3.1.1.2 Fluxo radial

A lei de Darcy⁴ também pode ser usada para calcular o fluxo dentro do poço onde o fluido converge em forma radial dentro de um poço relativamente pequeno. Nesse caso, a área aberta ao fluxo não é constante, portanto, deve ser incluída na integração da equação 3.2; referindo-se à geometria de fluxo da figura 3.3, pode-se ver que a seleção da área aberta ao fluxo em qualquer raio é:

$$A = 2\pi r h \quad eq.(3.10)$$

Definindo a mudança na pressão com a situação como negativa com respeito à direção de fluxo, dp/dx torna-se $-dp/dr$. Fazendo estas substituições na equação 3.2 para um fluxo de gás radial, a equação de Darcy toma a forma:

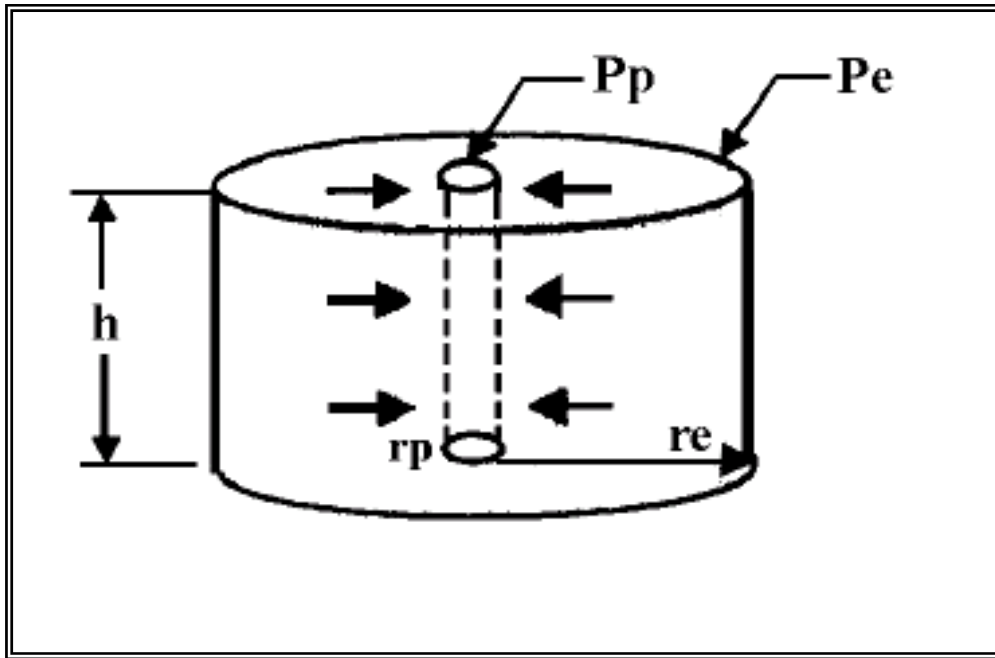


Figura 3.3 Fluxo radial

$$q_{gr} = \frac{0,001127 (2\pi r h) k}{\mu_g} \frac{dp}{dr} \quad eq.(3.11)$$

onde:

q_{gr}	=	Vazão de fluxo do gás, para um raio r , bbl/dia
r	=	Distância radial, ft
h	=	Espessura do reservatório, ft
μ_g	=	Viscosidade do gás, cp
p	=	Pressão, psi
0,001127	=	Constante de conversão de Darcy para unidades de campo

A vazão de fluxo é normalmente expressa em scf/dia. Referindo-se para o fluxo de gás a condições normais como q_{sc} , a vazão de gás q_{gr} sob pressão e temperatura pode converter-se a condições normais, aplicando-se a equação de estado e a equação da continuidade.

A equação da continuidade é:

$$\rho_1 q_1 = \rho_2 q_2 = \text{constante} \quad eq.(3.12)$$

A equação de estado para um gás real é:

$$\rho = \frac{pM}{ZRT} \quad eq.(3.13)$$

Na vazão de fluxo para um gás são normalmente desejadas algumas condições padrão de pressão e temperatura, p_{sc} e T_{sc} , usando-se estas condições na equação 3.12 e combinando as equações 3.12 e 3.13:

$$\rho q = \rho_{sc} q_{sc}$$

ou

$$q_{gr} \frac{pM}{ZRT} = q_{sc} \frac{p_{sc}M}{Z_{sc}RT_{sc}}$$

$$q_{gr} \frac{5.615 p}{ZT} = q_{sc} \frac{p_{sc}}{Z_{sc}T_{sc}}$$

$$\left(\frac{p_{sc}}{5.615 T_{sc}} \right) \left(\frac{ZT}{p} \right) q_{sc} = q_{gr} \quad eq.(3.14)$$

onde

p_{sc}	=	Pressão a condições normais, psia
T_{sc}	=	Temperatura a condições normais, °R
q_{sc}	=	Vazão de fluxo de gás, a 14,7 psia, 60 °F, scf/dia
q_{gr}	=	Vazão de fluxo de gás, para um raio r , bbl/dia
p	=	Pressão para um raio r , psia
T	=	Temperatura para um raio r , °R
Z	=	Fator de compressibilidade para p e T
Z_{sc}	=	Fator de compressibilidade a condições normais $\cong 1$

Combinando as equações 3.11 e 3.14:

$$\left(\frac{p_{sc}}{5.615 T_{sc}} \right) \left(\frac{ZT}{p} \right) q_{sc} = \frac{0.001127 (2 \pi r h)}{\mu_g} \frac{dp}{dr}$$

Assumindo que $T_{sc} = 520^\circ R$: e $p_{sc} = 14.7 \text{ psia}$:

$$\left(\frac{T q_{sc}}{k h} \right) \frac{dr}{r} = 0.703 \left(\frac{2 p}{\mu_g Z} \right) dp \quad eq.(3.15)$$

Integrando-se a *equação 3.15* desde as condições do poço (r_w e p_{wf}) para qualquer ponto no reservatório (r e p) da:

$$\int_{r_w}^r \left(\frac{T q_{sc}}{k h} \right) \frac{dr}{r} = 0.703 \int_{p_{wf}}^p \left(\frac{2 p}{\mu_g Z} \right) dp \quad eq.(3.16)$$

3.2 Regimes de fluxo

São basicamente de três tipos os regimes de fluxo que devem ser reconhecidos para descrever o comportamento do fluxo de fluido e a distribuição da pressão do reservatório como uma função do tempo. Os regimes são:

- Fluxo em estado estável (Steady-state flow)
- Fluxo em estado pseudo estável (Pseudosteady-state flow)
- Fluxo em estado transiente (Unsteady-state flow)

3.2.1 Fluxo em estado estável

Existe fluxo em estado estável quando não há mudança na densidade em qualquer ponto do reservatório como uma função do tempo³. Praticamente, isso também significa que não haverá mudança na pressão em qualquer posição i . Matematicamente esta condição é expressa como:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t} \right)_i = 0$$

A *figura 3.4* mostra esquematicamente a distribuição radial de pressão em torno de um poço produtor, em regime permanente.

As condições que propiciam o regime permanente de pressão em determinadas áreas do reservatório são usualmente atribuídas a:

- Influxo natural de água proveniente de um aquífero capaz de manter a pressão constante na fronteira externa do reservatório.
- Injeção de água em torno do poço produtor de modo a contrabalançar a retirada de fluidos do reservatório.

Partindo da *equação 3.16*, dá:

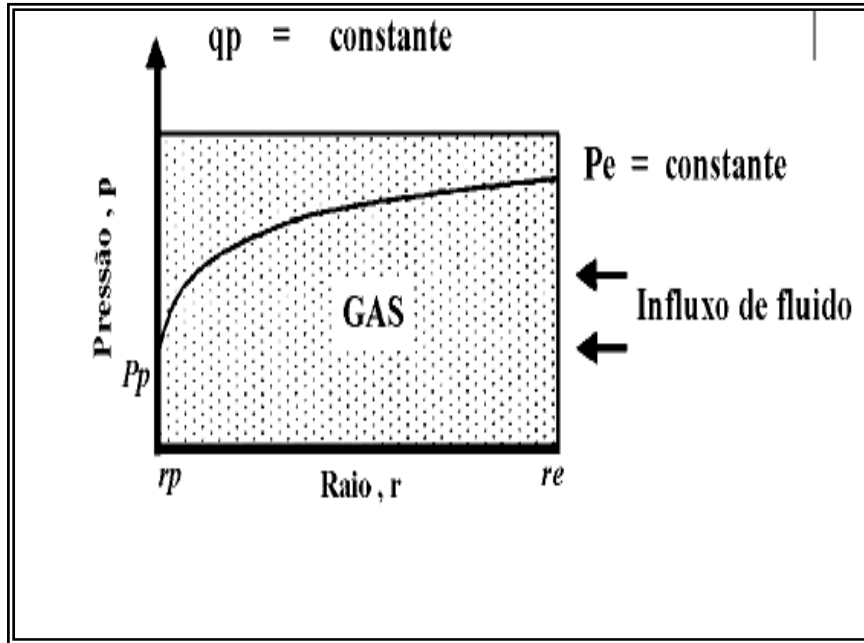


Figura 3.4 Distribuição radial de pressão em regime estável

$$\left(\frac{T q_{sc}}{k h} \right) \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) = 0.703 \int_{p_{wf}}^{p_r} \left(\frac{2 p}{\mu_g Z} \right) dp$$

O termo $\int_{p_{wf}}^{p_r} \left(\frac{2 p}{\mu_g Z} \right) dp$ pode ser desenvolvido para dar:

$$\int_{p_{wf}}^{p_r} \left(\frac{2 p}{\mu_g Z} \right) dp = \int_0^{p_r} \left(\frac{2 p}{\mu_g Z} \right) dp - \int_0^{p_{wf}} \left(\frac{2 p}{\mu_g Z} \right) dp$$

Combinando as duas equações anteriores:

$$\left(\frac{T q_{sc}}{k h} \right) \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) = 0.703 \left[\int_0^{p_r} \left(\frac{2 p}{\mu_g Z} \right) dp - \int_0^{p_{wf}} \left(\frac{2 p}{\mu_g Z} \right) dp \right] \text{ eq.(3.17)}$$

A integral $\int_0^{p_r} 2 p / (\mu_g Z)$ é chamada *potencial real do gás ou pseudo pressão*

real do gás e é normalmente representada por $m(p)$ ou Ψ . Então:

$$m(p) = \Psi = \int_0^{p_r} \left(\frac{2 p}{\mu_g Z} \right) dp \quad \text{eq.(3.18)}$$

A equação 3.17 pode se escrita em termos do potencial real do gás para dar:

$$\left(\frac{T q_{sc}}{k h} \right) \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) = 0.703 (m(p) - m(p_w))$$

ou

$$m(p) = m(p_w) + \frac{q_{sc} T}{0.703 k h} \ln \frac{r_e}{r_w} \quad eq.(3.19)$$

$$q_{sc} = \frac{0.703 k h (m(p) - m(p_w))}{T \left(\ln \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad eq.(3.20)$$

onde,

$m(p)$ = Pseudo pressão do gás real desde, 0 até p_R , psi^2/cp

$m(p_w)$ = Pseudo pressão do gás real, desde 0 até p_{wf} , psi^2/cp

k = Permeabilidade, md

h = Espessura do reservatório, ft

r_e = Raio de drenagem, ft

r_w = Raio do poço, ft

q_{sc} = Vazão de fluxo de gás, scf/dia

A vazão de gás é comumente expressa em Mscfd/dia, ou

$$q_{sc} = \frac{k h (m(p) - m(p_w))}{1422 T \left(\ln \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad eq.(3.21)$$

q_{sc} = Vazão de fluxo de gás, Mscf/dia

Para uma média de volume de gás real, a função $m(p)$ é também uma pseudo pressão média $m(p)$, portanto, a equação 3.21 fica:

$$q_{sc} = \frac{k h (m(p) - m(p_w))}{1422 T \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.5 \right)} \quad eq.(3.22)$$

A vazão de fluxo de gás expressa pelas diferentes equações da lei de Darcy, equações 3.16 até 3.22, pode ser aproximada retirando-se o termo $2/\mu_g Z$ da

integral como uma constante. O fator Z é considerado constante para pressões < 2000 psi, a *equação 3.21* pode ser reescrita como:

$$q_{sc} = \left[\frac{k h}{1422 T \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \right]_{p_{wf}}^{p_r} \left(\frac{2 p}{\mu_g Z} \right) dp \quad eq.(3.23)$$

Integrando,

$$q_{sc} = \frac{k h (p_r^2 - p_{wf}^2)}{1422 T \bar{\mu}_g \bar{Z} \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad eq.(3.24)$$

Essa equação sugere que a vazão de produção de um poço de gás é aproximadamente proporcional à diferença das pressões ao quadrado. As propriedades $\bar{\mu}_g$ e $\bar{Z}$ são propriedades médias entre p_r e p_{wf} . Válida para aplicações quando a pressão é < 2000 psi.

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{p_r^2 + p_{wf}^2}{2}} \quad eq.(3.25)$$

O termo $(p/\mu_g Z)$ expresso na *equação 3.23* é diretamente proporcional a $(1/\mu_g B_g)$, onde B_g é o fator volume na formação de gás, (bbl/scf) definido como:

$$B_g = 0,00504 \frac{Z T}{p} \quad eq.(3.26)$$

A *equação 3.23* pode ser escrita em termos de B_g :

$$q_g = \left[\frac{7.08 \times 10^{-6} k h}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \right]_{p_{wf}}^{\bar{p}_r} \left(\frac{1}{\mu_g B_g} \right) dp \quad eq. (3.27)$$

Para pressões > 3000 psi, as funções de pressões $(2 p/\mu_g Z)$ e $(1/\mu_g B_g)$ são quase constantes. Tal observação sugere que o termo de pressão $(1/\mu_g B_g)$ na *equação 3.27* pode ser tratado como uma constante e retirado fora da integral,

para produzir a seguinte equação, comumente chamada **método de aproximação de pressão**

$$q_g = \frac{7.08 \times 10^{-6} k h (\bar{p}_r - \bar{p}_{wf})}{\bar{\mu}_g \bar{B}_g \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right]} \quad eq.(3.28)$$

As propriedades do gás, $\bar{\mu}_g$, $\bar{B}_g$, são avaliadas a uma pressão $\bar{p}$, definida pela seguinte equação:

$$\bar{p} = \frac{p_r + p_{wf}}{2} \quad eq.(3.29)$$

3.2.2

Fluxo em estado transiente

O fluxo transiente é definido como a condição de fluxo do fluido onde a vazão muda de pressão com respeito ao tempo em qualquer posição no reservatório, não é zero ou constante³. Esta definição sugere que a derivada da pressão com respeito ao tempo é essencialmente uma função de ambos, posição i e tempo t , isto é:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right) = f(i, t)$$

Para desenvolver a própria função matemática que descreve o fluxo de fluidos compressíveis no reservatório, as duas equações de gás a seguir devem ser consideradas:

 Equação da massa específica

$$\rho = \frac{p M}{z R T}$$

 Equação da compressibilidade do gás

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{dz}{dp}$$

Combinando essas duas equações com a equação diferencial parcial usada para descrever o fluxo de qualquer fluxo de fluido em uma direção radial no meio poroso, esta equação é fornecida na *página 369, Reservoir Engineering Handbook, Tarek Ahmed, Handbook*³.

$$\frac{0,006328}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k}{\mu} (\rho r) \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \rho \phi c_t \frac{\partial p}{\partial t} + \phi \frac{\partial \rho}{\partial t}$$

A combinação dessas equações dá:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{0.000264k} \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial t} \quad eq.(3.30)$$

Onde,

$$t = \text{Tempo, hr}$$

$$k = \text{Permeabilidade, md}$$

$$c_t = \text{Compressibilidade Isotérmica total, } psi^{-1}$$

$$\phi = \text{Porosidade}$$

*Al-Hussainy, Ramey e Crawford*⁵ 1966 linearizam a equação básica de fluxo anterior introduzindo o potencial real de gás, $m(p)$, à equação 3.30. A equação do $m(p)$ previamente definida.

$$m(p) = 2 \int_{p_o}^p \frac{p}{\mu Z} dp \quad eq.(3.31)$$

Onde p_o algumas vezes é uma pressão de referência arbitrária (pode ser zero). A pseudo pressão diferencial $\Delta m(p)$, definida como $m(p) - m(p_{wf})$, é a força impulsora no reservatório.

Diferenciando a equação 3.31 com respeito a p , dá:

$$\frac{\partial m(p)}{\partial p} = \frac{2p}{\mu z} \quad eq.(3.32)$$

É obtida a seguinte relação:

$$\frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial r} \quad eq.(3.33)$$

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} \quad eq.(3.34)$$

Substituindo a equação 3.32 nas equações 3.33 e 3.34.

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu z}{2p} \frac{\partial m(p)}{\partial r} \quad eq.(3.35)$$

e

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\mu z}{2p} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad eq.(3.36)$$

Combinando as equações 3.35 e 3.36 com a equação 3.30:

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0.000264k} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad eq.(3.37)$$

A equação 3.37 é a equação radial da difusividade para fluidos comprimíveis. Esta equação diferencial relaciona o potencial real do gás ao tempo t e ao raio r . Os autores proporcionaram como solução exata à equação 3.37 que é comumente referida ao método solução $m(p)$. Encontraram-se outras soluções que aproximam a solução exata. Esses métodos são chamados, métodos de aproximação pressão ao quadrado e pressão. Em geral, são três formas de solução matemática para a equação da difusividade.

📊 Método solução $m(p)$, (solução exata)

📊 Método pressão ao quadrado, (solução de aproximação)

📊 Método pressão, (solução de aproximação)

método solução $m(p)$. Uma solução exata deste método à equação da difusividade foi proposta por Al-Hussaiy, et al.(1966).

$$m(p_{wf}) = m(p_r) - 57895.3 \left(\frac{p_{sc}}{T_{sc}} \right) \left(\frac{q_g T_r}{k h} \right) \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_g c_t r_w^2} \right) - 3.23 \right] \quad eq.(3.38)$$

Onde,

p_{wf} = Pressão fluente no fundo poço, psi

p_r = Pressão do reservatório, psi

q_g = Vazão de fluxo de gás, Mscfd

t = Tempo, hr

k = Permeabilidade, md

p_{sc} = Pressão a condições standard, psi

T_{sc} = Temperatura a condições standard, °R

T_r = Temperatura do reservatório, °R

r_w = Raio do poço, ft

h = Espessura, ft

μ_g = Viscosidade do gás a pressão do reservatório, *cp*

c_t = Coeficiente da compressibilidade total a p_r , psi^{-1}

ϕ = Porosidade

Quando a $p_{sc} = 14,7 \text{ psia}$ e $T_{sc} = 520^\circ \text{ R}$, a equação 3.38 reduz-se a:

$$m(p_{wf}) = m(p_r) - \left(\frac{1637 q_g T}{k h} \right) \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_g c_t r_w^2} \right) - 3.23 \right] \text{ eq. (3.39)}$$

A equação 3.39 pode ser escrita equivalentemente em termos de tempo adimensional, t_D , como:

$$m(p_{wf}) = m(p_r) - \left(\frac{1637 q_g T}{k h} \right) \left[\log \left(\frac{4 t_D}{\gamma} \right) \right] \text{ eq. (3.40)}$$

O tempo t_D é definido através da seguinte equação:

$$t_D = \frac{0.000264 kt}{\phi (\mu_g C_t)_i r_w^2} \text{ eq. (3.41)}$$

O parâmetro γ é uma constante dada por:

$$\gamma = e^{0.5772} = 1.78$$

A solução à equação da difusividade dada pelas equações 3.39 e 3.40 expressa a pseudo pressão real de gás do fundo do poço como uma função do tempo, t , de fluxo transiente. A solução, como expresso em termos de $m(p)$ recomenda-se a expressão matemática por realizar a análise de pressão de poço de gás, devido à sua aplicabilidade em todos os valores de pressão.

A equação da difusividade de gás radial pode ser expressa em uma forma sem dimensão em termos de queda da pseudo pressão real de gás sem dimensões Ψ_D . A solução é dada por:

$$m(p_{wf}) = m(p_r) - \left(\frac{1422 q_g T}{k h} \right) \Psi_D \text{ eq. (3.42)}$$

A pseudo pressão real de gás sem dimensões Ψ_D , pode ser determinada como uma função de t_D , utilizando-se a expressão apropriada:

Para $t_D < 0.01$

$$\Psi_D = 2\sqrt{\frac{t_D}{\pi}} \quad eq.(3.43)$$

Para $t_D > 100$

$$\Psi_D = 0.5[\ln(t_D) + 0.80907] \quad eq.(3.44)$$

Para $0.02 < t_D < 100$

$$\Psi_D = a_1 + a_2 \ln(t_D) + a_3 [\ln(t_D)]^2 + a_4 [\ln(t_D)]^3 + a_5 t_D + a_6 (t_D)^3 + a_7 (t_D)^3 + a_8 / t_D \quad eq.(3.45)$$

Onde:

a_1	=	0.8085064	a_5	=	4.7722225×10^{-4}
a_2	=	0.29302022	a_6	=	5.1240532×10^{-7}
a_3	=	3.5264177×10^{-2}	a_7	=	$2.3033017 \times 10^{-10}$
a_4	=	1.4036304×10^{-3}	a_8	=	2.6723117×10^{-3}

Método pressão ao quadrado, a primeira aproximação para a solução exata é retirar da pressão o termo dependente (μZ) da integral que define $m(p_{wf})$ e $m(p_r)$, para dar:

$$m(p_r) - m(p_{wf}) = \frac{2}{\bar{\mu} \bar{Z}} \int_{p_{wf}}^{p_r} p dp \quad eq.(3.46)$$

ou

$$m(p_r) - m(p_{wf}) = \frac{p_r^2 - p_{wf}^2}{\bar{\mu} \bar{Z}} \quad eq.(3.47)$$

As barras sobre μ e Z representam os valores da viscosidade e o fator de compressibilidade do gás avaliados a uma pressão $\bar{p}$. Essa pressão média é encontrada pela equação 3.25.

Combinando a equação 3.47 com as equações 3.39, 3.40 ou 3.42 :

$$p_{wf}^2 = p_r^2 - \left(\frac{1637 q_{sc} T \bar{\mu} \bar{Z}}{k h} \right) \left[\log \left(\frac{k t}{\phi \mu_g C_t r_w^2} \right) - 3.23 \right] \quad eq.(3.48)$$

ou

$$p_{wf}^2 = p_r^2 - \left(\frac{1637 q_{sc} T \bar{\mu} \bar{Z}}{k h} \right) \left[\log \left(\frac{4 t_D}{\gamma} \right) \right] \quad eq.(3.49)$$

ou equivalentemente,

$$p_{wf}^2 = p_r^2 - \left(\frac{1422 q_{sc} T \bar{\mu} \bar{Z}}{k h} \right) \Psi_D \quad eq.(3.50)$$

A equação 3.50, indica que o produto (μZ) é assumido constante para uma pressão média $\bar{p}$. Isto limita de modo eficaz a aplicabilidade do método pressão ao quadrado para pressões do reservatório < 2000 psi.

Método Pressão, é o segundo método de aproximação à solução exata do fluxo radial de gases .

O fator volume de formação do gás B_g como expresso na equação 3.26, em sua forma p/Z , é:

$$\frac{p}{Z} = \left(\frac{T p_{sc}}{5.615 T_{sc}} \right) \left(\frac{1}{B_g} \right)$$

A diferença do potencial real do gás é dada por:

$$m(p_r) - m(p_{wf}) = \int_{p_{wf}}^{p_r} \frac{2 p}{\mu_g Z} dp$$

Combinando as duas equações anteriores,

$$m(p_r) - m(p_{wf}) = \frac{2 T p_{sc}}{5.615 T_{sc}} \int_{p_{wf}}^{p_r} \left(\frac{1}{\mu_g B_g} \right) dp$$

O termo da integral, $\left(\frac{1}{\mu_g B_g} \right)$ é aproximadamente constante para pressões $>$

3000 psi. Integrando a equação anterior, temos.

$$m(p_r) - m(p_{wf}) = \frac{2 T p_{sc}}{5.615 T_{sc} \bar{\mu}_g \bar{B}_g} (p_r - p_{wf}) \quad eq.(3.51)$$

Combinando a equação 3.51 com a equação 3.42.

$$p_{wf} = p_r - \left(\frac{141.2 \times 10^3 q_g \bar{\mu}_g \bar{B}_g}{k h} \right) p_D \quad eq.(3.52)$$

onde

q_g	=	Vazão de fluxo, Mscf/dia
k	=	Permeabilidade, md
$\bar{B}_g$	=	Fator volume de formação, bbl/scf
t	=	Tempo, hr
p_D	=	Queda de pressão adimensional
t_D	=	Tempo adimensional

As propriedades do gás, $\bar{\mu}_g$, $\bar{B}_g$, , são avaliadas a uma pressão $\bar{p}$, definida pela equação 3.29.

3.2.3

Fluxo em estado pseudo estável

Quando um poço produz a vazão constante de um reservatório com mecanismo de depleção, o declínio temporal de pressão em qualquer ponto se mantém constante após um tempo suficientemente longo para que o efeito da fronteira externa se faça sentir. Diz-se, então, que o escoamento de fluido no reservatório passa a ocorrer sob regime pseudo estável³.

O regime pseudo estável ou regime pseudo permanente de pressão usualmente ocorre nas seguintes situações:

- ✚ Poço produzindo a vazão constante de um pequeno reservatório fechado.
- ✚ Reservatório drenando de muitos poços, sendo que cada poço na região central produz de uma área considerada hidraulicamente isolada das demais.

Para o sistema de geometria radial representado na figura 3.3, a condição de regime pseudo permanente pode ser expressa por:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t} \right)_i = \text{constante}$$

É importante salientar que essa condição implica que o diferencial de pressão entre dois pontos também se mantém durante todo o período de escoamento em regime pseudo permanente.

Uma expressão para o declínio temporal de pressão pode ser obtida através do seguinte balanço de materiais no reservatório:

$$q_g \text{ t} = V_c [p_i - \bar{p}(t)] \quad eq.(3.53)$$

que estabelece a igualdade entre a produção acumulada num tempo t e a expansão volumétrica de fluido quando a pressão média do reservatório é $\bar{p}(t)$.

Se admitirmos $r_e \gg r_w$, o volume poroso do reservatório será $V = \pi r_e^2 h \phi$. Logo, derivando a equação 3.53 em relação ao tempo, obtemos:

$$q_g = -\pi r_e^2 h \phi c \frac{d\bar{p}}{dt} \quad eq.(3.54)$$

Assim, o declínio temporal de pressão pode ser expresso por:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = -\frac{q}{\pi r_e^2 h \phi c} \quad eq.(3.55)$$

Uma vez que,

$$\frac{\partial \bar{p}}{\partial t} = \frac{\partial p}{\partial t}$$

A figura 3.5 ilustra as distribuições radiais de pressão em diferentes tempos num reservatório cilíndrico fechado com um poço no centro produzindo a uma vazão volumétrica constante.

como $q_g = q_{sc} B_g$ e B_g é dado pela equação $B_g = Z(p_{sc}/p)(T/T_{sc})$, temos que:

$$q_g = Z \frac{p_{sc}}{p} \frac{T}{T_{sc}} q_{sc} \quad eq.(3.56)$$

Introduzindo a equação 3.56 em 3.55, obtemos:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = -\frac{q_{sc} T p_{sc}}{\pi r_e^2 h \phi c T_{sc}} \frac{Z}{p} \quad eq.(3.57)$$

O declínio temporal da pseudo pressão pode ser obtido se substituirmos a equação 3.57 na equação 3.34. Logo, temos que:

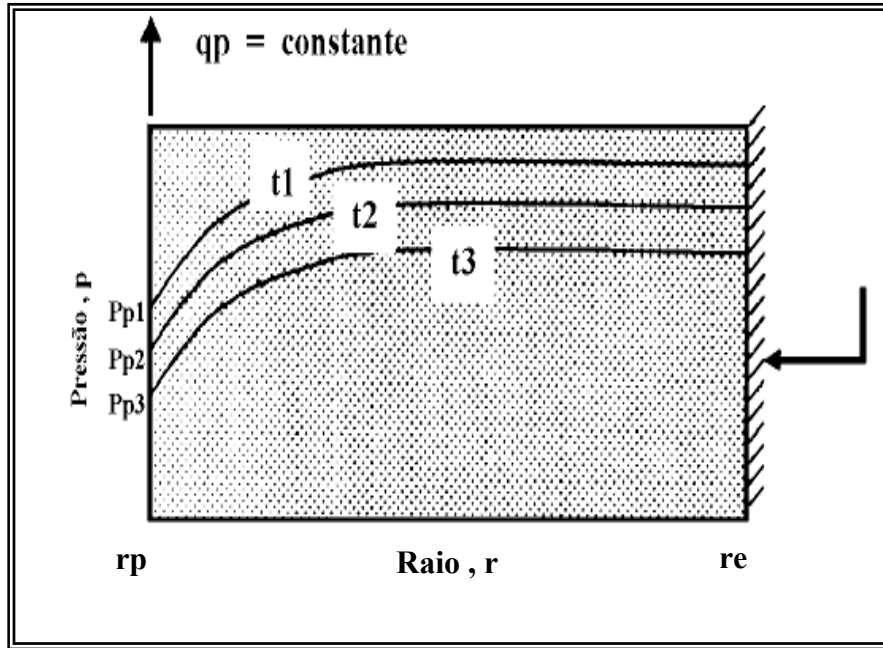


Figura 3.5 Distribuição radial de pressão em regime pseudo estável

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = \frac{2q_{sc} T p_{sc}}{\pi r_e^2 h \phi \mu c T_{sc}} \quad eq.(3.58)$$

Em seguida, substituindo a equação 3.58 em 3.37, a seguinte expressão para a equação da difusividade em regime pseudo permanente pode ser obtida:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right) = - \frac{2q_{sc} T p_{sc}}{\mu r_e^2 k h T_{sc}} \quad eq.(3.59)$$

Note que o segundo membro dessa equação é uma constante.

A equação da difusividade 3.59 pode ser facilmente resolvida para obter-se a diferencial de pseudo pressão $[m(p_r) - m(p_{wf})]$ se a condição de contorno de fluxo nulo na fronteira externa for usada:

$$\frac{\partial m(p)}{\partial r} = 0 \quad em \quad r = r_e, \quad q.q.s.t$$

Portanto, o diferencial de pseudo pressão resulta em:

$$[m(p_r) - m(p_{wf})] = \frac{q_{sc} T p_{sc}}{\pi k h T_{sc}} \left(\ln \frac{r}{r_w} - \frac{r^2}{2r_e^2} \right) \quad eq.(3.60)$$

Na dedução dessa equação foi admitido que $r_e \gg r_w$.

Para $r = r_e$, a equação 3.60 pode ser escrita na forma:

$$\left[m(p_r) - m(p_{wf}) \right] = \frac{q_{sc} T p_{sc}}{\pi k h T_{sc}} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right) \quad eq.(3.61)$$

Usando um procedimento similar ao adotado para o escoamento de gás em regime permanente, uma equação expressa em termos de média volumétrica da pseudo pressão pode ser deduzida se a equação $m(p) = \frac{2}{r_e^2 - r_w^2} \int_{r_w}^{r_e} m(p_r) dr$ for aplicada. Logo, podemos obter:

$$\left[m(p_r) - m(p_{wf}) \right] = \frac{q_{sc} T p_{sc}}{\pi k h T_{sc}} \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \quad eq.(3.62)$$

método solução $m(p)$, a equação 3.62 pode ser rescrita de modo a explicar a vazão volumétrica de gás no poço:

$$q_{sc} = \frac{k h \left[m(\bar{p}_r) - m(p_{wf}) \right]}{1422 T \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 \right]} \quad eq.(3.63)$$

Método pressão ao quadrado, quando a pressão do reservatório $p < 2000$ psi, a solução toma a forma:

$$q_{sc} = \frac{k h (\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2)}{1422 T \bar{\mu}_g \bar{Z} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 \right]} \quad eq.(3.64)$$

As propriedades do gás $\bar{Z}$ e $\bar{\mu}_g$ são avaliadas pela equação 3.25.

Método pressão, este método é aplicável para $p > 3000$ psi aplicando o mesmo conceito que os regimes anteriores, temos a seguinte forma matemática:

$$q_{sc} = \frac{7.08 \times 10^{-6} k h (\bar{p}_r - p_{wf})}{\bar{\mu}_g \bar{B}_g \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 \right]} \quad eq.(3.65)$$

As propriedades do gás $\bar{\mu}_g$ e $\bar{B}_g$ são avaliadas pela equação 3.29:

Os seguintes fatores provocam uma queda de pressão adicional que não foi considerada nos modelos anteriores:

-  Dano à formação próxima ao poço.
-  Efeito de turbulência.

3.3

Dano à formação próxima ao poço

A invasão de fluidos na formação produtora durante a perfuração e completação de poços geralmente provoca efeitos prejudiciais à produção, concentrados na zona invadida próxima ao poço. O resultado imediato é a redução da permeabilidade e a conseqüente queda de pressão adicional nessa zona.

Dissemos que houve um dano à formação e suas principais causas são:

- obliteração parcial da zona invadida devido à precipitação de partículas originalmente em suspensão nos fluidos de perfuração e completação;
- obliteração parcial junto ao poço provocada por migração de partículas oriundas de rochas friáveis;
- hidratação e inchamento de argilas presentes na rocha reservatório;
- formação de incrustações salinas devido à precipitação de sais inorgânicos existentes na água de formação; e
- bloqueio de fluxo devido à emulsificação do petróleo.

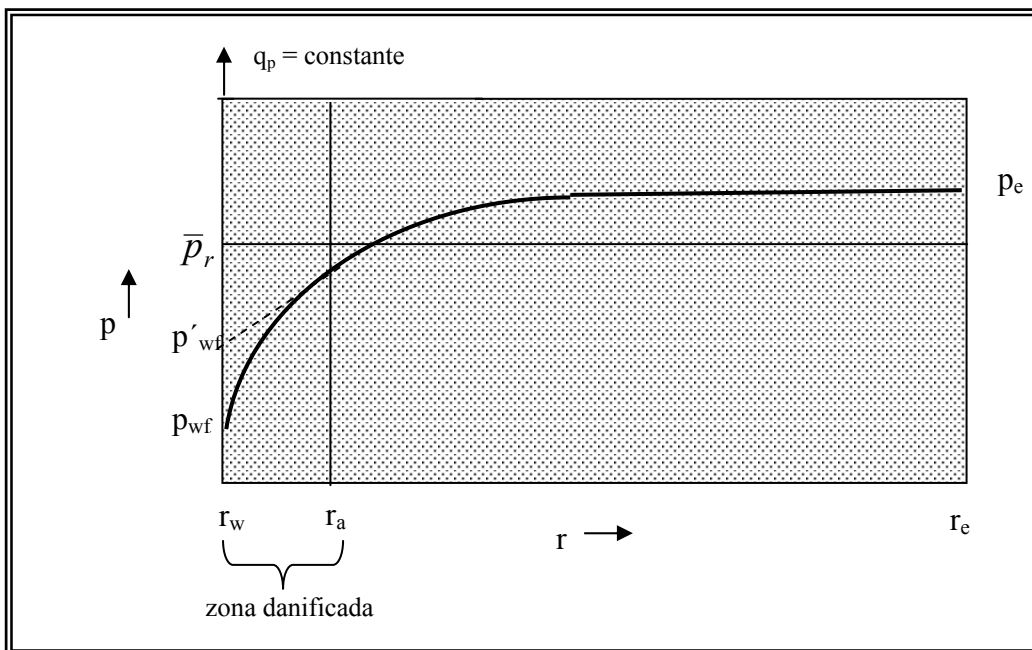


Figura 3.6 Queda de pressão adicional devido a dano à formação

A *figura 3.6* ilustra o efeito de dano à formação numa região em torno do poço caracterizada pelo raio r_a da zona danificada.

O dano à formação pode ser parcial ou totalmente removido através de técnicas especiais de estimulação de poços.

Uma vez atingido o regime permanente ou pseudo pressão, o diferencial de pressão do poço se mantém constante durante todo o período de produção subsequente. Assim podemos estabelecer que:

$$(\bar{p}_r - p_{wf}) = (\bar{p}_r - p'_{wf}) + (p'_{wf} - p_{wf}) \quad eq.(3.66)$$

onde

p_{wf} = Pressão do poço considerando o efeito de dano à formação.

p'_{wf} = Pressão do poço sem efeito de dano à formação.

Em termos de pseudo pressão, segue-se imediatamente que:

$$[m(\bar{p}_r) - m(p_{wf})] = [(m(\bar{p}_r) - m(p'_{wf})) + (m(p'_{wf}) - m(p_{wf}))] \quad eq.(3.67)$$

Uma forma conveniente de se definir o diferencial de pseudo pressão adicional é dada por:

$$m(p'_{wf}) - m(p_{wf}) = \frac{q_{sc} T p_b}{\pi k h T_b} s \quad eq.(3.68)$$

onde s é denominado fator de dano à formação.

Logo, admitindo-se regime pseudo permanente, a equação 3.62 fornece o diferencial de **pseudo pressão** do primeiro termo do segundo membro da equação 3.67. Então, substituindo essa equação, juntamente com a equação 3.68, em 3.67, temos que:

$$[m(p_r) - m(p_{wf})] = \frac{q_{sc} T p_{sc}}{\pi k h T_{sc}} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right) \quad eq.(3.69)$$

ou

$$q_g = \frac{k h (m(\bar{p}_r) - m(\bar{p}_{wf}))}{1422 T \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s \right]} \quad eq.(3.70)$$

O método de aproximação da **pressão ao quadrado**, toma a forma:

$$q_{sc} = \frac{k h (\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)}{1422 T \bar{\mu}_g \bar{Z} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]} \quad eq.(3.71)$$

O método de aproximação da **pressão**, toma a forma:

$$q_g = \frac{7.08 \times 10^{-6} k h (\bar{p}_r - \bar{p}_{wf})}{\bar{\mu}_g \bar{B}_g \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s \right]} \quad eq.(3.72)$$

Se o poço for submetido a uma estimulação para remover o dano à formação, é possível que a permeabilidade na zona originalmente danificada venha a aumentar, favorecendo o escoamento de fluido para o poço. Neste caso, a equação acima continua sendo aplicável, porém o fator de dano s será negativo, indicando que a pressão no poço será até mesmo maior que a pressão decorrente do fluxo inteiramente radial num meio poroso. Em linhas gerais, podemos estabelecer que:

$s > 0 \longrightarrow$ formação danificada;

$s < 0 \longrightarrow$ formação estimulada

3.4

Efeito de turbulência

A velocidade do gás incrementa à medida que se aproxima ao poço causando fluxo turbulento que chega a um máximo neste ponto e; portanto, afasta-se do esquema laminar proposto por Darcy, base até agora para a dedução das equações de fluxo para cada caso. Devido a isso e à força inercial que atua por efeito das acelerações e desacelerações das partículas, o fluido ao passar pelos espaços porosos apresenta uma queda de pressão adicional significativa só na região restritiva de alta pressão diferencial e velocidade de fluxo similar ao efeito superficial, exceto que esta não é constante, varia diretamente com a vazão.

Referendo-se a uma queda adicional de pseudo pressão de gás real devido a um fluxo não Darcy como $\Delta m(p)_{\text{não-Darcy}}$, a queda é dada por:

$$\Delta m(p)_{\text{atual}} = \Delta m(p)_{\text{ideal}} + \Delta m(p)_{\text{dano}} + \Delta m(p)_{\text{não-Darcy}} \quad eq.(3.73)$$

Wattenburger e Ramey 1968³, propuseram a seguinte expressão para calcular $\Delta m(p)_{\text{não-Darcy}}$:

$$\Delta m(p)_{\text{não-Darcy}} = 3.161 \times 10^{-12} \left[\frac{\beta T \gamma_g}{\mu_{gw} h^2 r_w} \right] q_g^2 \quad eq.(3.74)$$

A equação 3.74 pode se expressar numa forma mais conveniente:

$$\Delta m(p)_{\text{não-Darcy}} = F q_g^2 \quad eq.(3.75)$$

Onde F é chamado *coeficiente de fluxo não-Darcy* e é dado por:

$$F = 3.161 \times 10^{-12} \left[\frac{\beta T \gamma_g}{\mu_{gw} h^2 r_w} \right] \quad eq.(3.76)$$

onde:

$$q_g = \text{Vazão de fluxo de gás, Mscf/dia}$$

$$\mu_{gw} = \text{Viscosidade do gás avaliada a } p_{wf}, \text{ cp}$$

$$\gamma_g = \text{Densidade do gás}$$

$$h = \text{Espessura, ft}$$

$$F = \text{Coeficiente de fluxo não Darcy, } \text{psi}^2 / \text{cp} / (\text{Mscfd})^2$$

$$\beta = \text{Coeficiente turbulento de velocidade, } \text{ft}^{-1}$$

O parâmetro turbulento β é determinado pela seguinte equação:

$$\beta = \frac{2.33 \times 10^{-10}}{k^{1.2}} \quad eq.(3.77)$$

Introduzindo-se a equação 3.69 e 3.74 em 3.73, obtemos a seguinte relação de performance de fluxo.

$$q_g = \frac{k h (m(\bar{p}_r) - m(\bar{p}_{wf}))}{1422 T \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s + D q_g \right]} \quad eq.(3.78)$$

Onde D é o coeficiente de fluxo turbulento, representado pela seguinte equação:

$$D = \frac{F K h}{1422 T}$$

F é representado pela equação 3.76, portanto, D é:

$$D = \frac{2.22 \times 10^{-15} \gamma k}{\bar{\mu} r_w h} \beta \quad eq.(3.79)$$

Na região de linearidade do termo $(p/\mu Z)$, a relação de performance de fluxo pode ser expressa em termos de diferencial de pressão ao quadrado, como se segue:

$$q_g = \frac{k h (\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)}{1422 T \bar{\mu} \bar{Z} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s + D q_g \right]} \quad eq.(3.80)$$

Na região de horizontalização do termo $(p/\mu Z)$, a relação de performance de fluxo pode ser expressa em termos de diferencial de pressão ao quadrado, como se segue:

$$q_g = \frac{7.08 \times 10^{-6} k h (\bar{p}_r - \bar{p}_{wf})}{\bar{\mu}_g \bar{B}_g \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s + D q_g \right]} \quad eq.(3.81)$$

3.5

Relação do comportamento do fluxo de entrada em poços de gás

As equações 3.78, 3.80 e 3.81 são essencialmente relações quadráticas em q_g , portanto não representam uma expressão explícita para calcular a vazão de fluxo de gás. Existem dois tratamentos empíricos separados que podem ser utilizados para representar o problema de fluxo turbulento em poços de gás. Ambos os tratamentos com níveis de aproximação variantes são diretamente derivados e formulados de três formas de equações de fluxo semi-estável. Estes dois tratamentos são chamados:

- ✚ Tratamento simplificado
- ✚ Tratamento Laminar – Inercial – Turbulento (LIT)

3.5.1

Tratamento simplificado

3.5.1.1

Teste de fluxo seqüencial

Conhecidos também por testes convencionais de contrapressão (*Conventional Backpressure Tests*), neste método é iniciada a produção do poço numa vazão constante selecionada até que a pressão de fundo fluente se estabilize. A taxa estável e a pressão de fundo fluente são registradas, e então a taxa é modificada (normalmente aumentada). Ver *figura 3.7*. O poço inicia seu fluxo a uma nova vazão até que o estado pseudo estável seja novamente atingido. A

pressão pode ser medida pelo uso de um medidor de pressão de fundo de poço ou pelo cálculo dos valores da superfície cuidadosamente medidos.

Este processo é repetido, cada uma das vezes registrando as vazões estabilizadas e a pressão, para um total de quatro vazões³.

Em 1936 *Rawlins* e *Schellhardt*⁶ apresentaram a seguinte equação:

$$q_g = C(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2) \quad eq.(3.82)$$

Esta é a lei de Darcy para um fluido compressível, onde “C” contém todos os termos diferentes da pressão; a viscosidade do gás, a permeabilidade do fluxo de gás, a espessura líquida, a temperatura da formação, etc. *Rawlins* e *Schellhardt* descobriram que a equação 3.82 não era responsável pela turbulência normalmente presente em poços de gás e então modificaram a equação, acrescentando expoente “n”.

$$q_g = C(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)^n \quad eq.(3.83)$$

Onde:

q_g = Vazão de fluxo de gás, *Mscfd*

$\bar{p}_r$ = Pressão média do reservatório, *psi*

n = Expoente

C = Coeficiente, *Mscfd/psi²*

O expoente “n” determina a queda de pressão adicional causada pela alta velocidade de fluxo (turbulência). Dependendo das condições de fluxo, o expoente n pode variar de 1.0 para um fluxo completamente laminar e 0.5 para um fluxo completamente turbulento.

O coeficiente C na equação 3.83 é incluído para explicar:

-  Propriedades da rocha
-  Propriedades do fluido
-  Geometria de fluxo do reservatório

Se valores para o coeficiente de fluxo C e expoente n podem ser determinados, a vazão de fluxo correspondente para qualquer valor de p_{wf} pode ser calculada e a curva do comportamento do fluxo de entrada pode ser construída. Um parâmetro normalmente usado para caracterizar ou comparar poços de gás é a vazão de fluxo que ocorreria se $p_{wf} = 0$, este é chamado

Potencial Absoluto a Fluxo Aberto (AOF) o qual é definido como a máxima vazão que um poço de gás produziria sem contrapressão.

A equação 3.83 é normalmente conhecida por **equação back-pressure**. Tomando-se o logarítmico de ambos os lados da equação 3.83, temos:

$$\log(p_r^2 - p_{wf}^2) = \frac{1}{n} \log q_g - \frac{1}{n} \log C \quad eq.(3.84)$$

A implicação é que um esquema *log-log* de $(p_r^2 - p_{wf}^2)$ versus q_g será uma linha reta (*figura 3.8*). A pendente dessa linha é $m = 1/n$. Como na *figura 3.8*, um esquema com quatro vazões de fluxos seria aproximadamente uma linha reta para muitos poços, fornecendo condições de fluxo estabilizado que prevaleceriam.

Também o valor do expoente n pode ser determinado pela leitura de dois valores de vazões com suas correspondentes diferenças do quadrado da pressão da jazida e de fundo fluente da reta encontrada, para logo substituí-los na seguinte equação:

$$n = \frac{\log q_2 - \log q_1}{\log(p_r^2 - p_{wf2}^2) - \log(p_r^2 - p_{wf1}^2)} \quad eq.(3.85)$$

Uma vez determinado o valor do expoente n , o valor C pode ser determinado usando-se a seguinte equação:

$$C = \frac{q_g}{(p_r^2 - p_{wf}^2)^n} \quad eq.(3.86)$$

Seqüência de Teste

1. Feche o poço até que uma pressão estabilizada de fundo de poço seja obtida.
2. Faça o poço fluir a diferentes vazões durante diferentes períodos de tempo; em cada período o declínio de pressão deve atingir a estabilização.
3. Registre as vazões de produção e as pressões de fluxo estabilizadas.
4. Após o último período de fluxo feche o poço e mantenha-o fechado até que a pressão do reservatório retorne ao nível de pressão do início do teste.

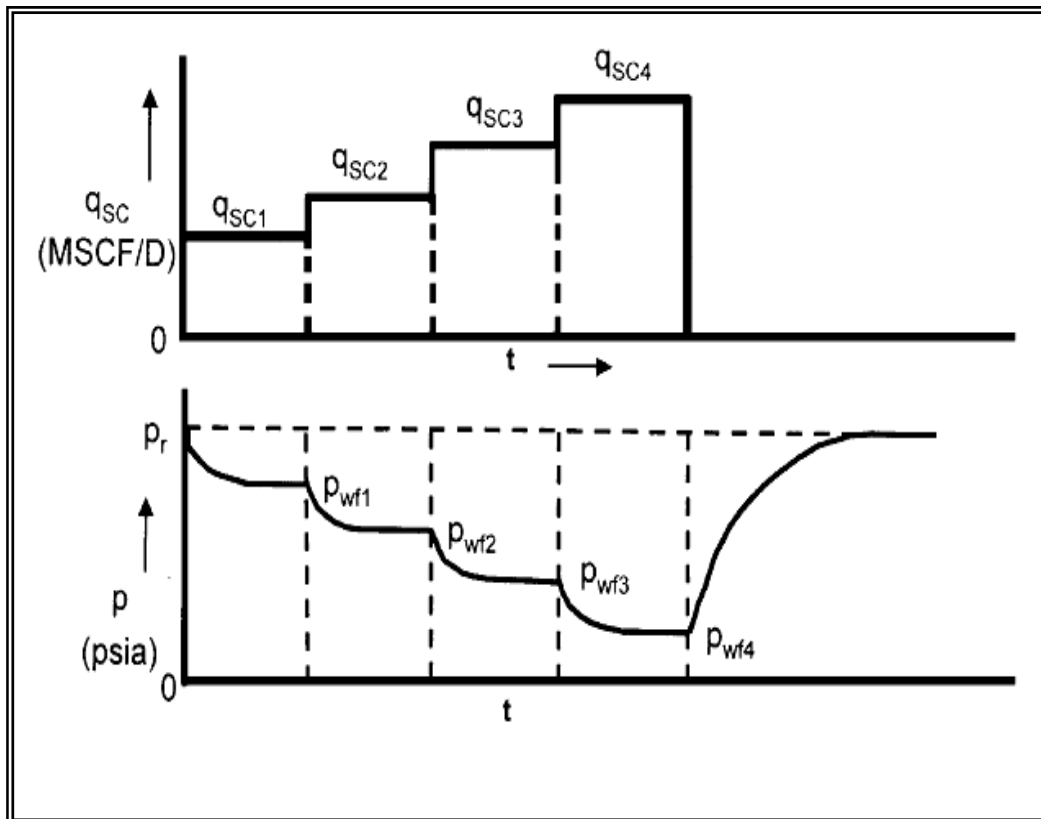


Figura 3.7 Teste de fluxo convencional

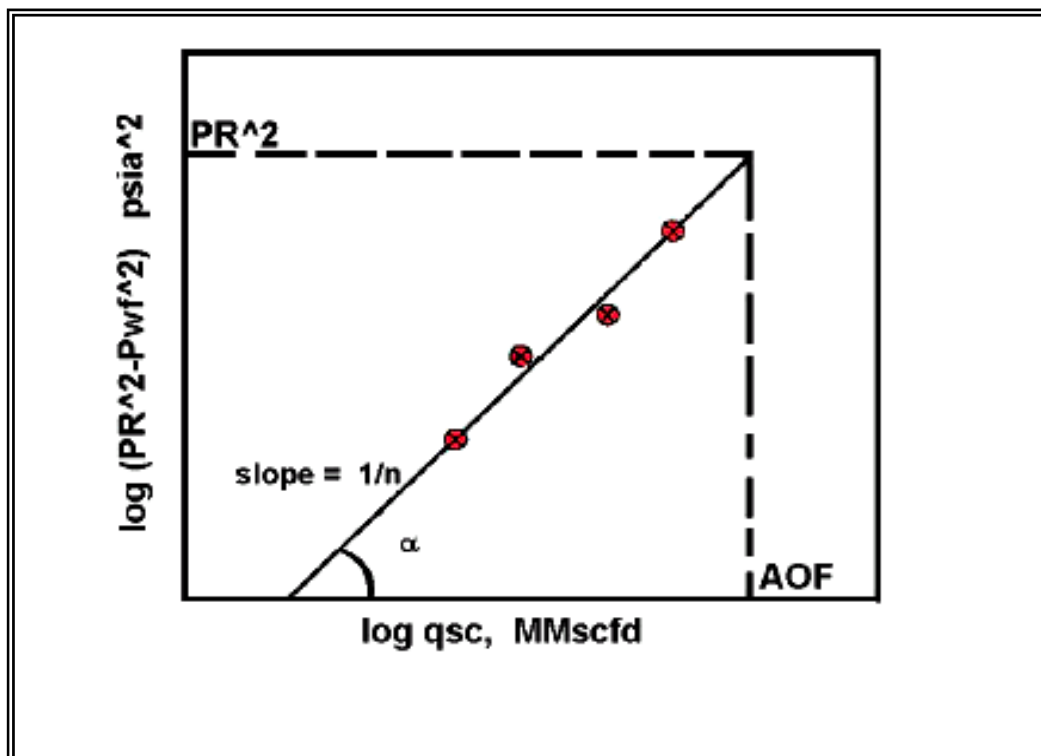


Figura 3.8 Esquema para Teste de Fluxo Convencional

3.5.1.2 Teste de fluxo isócrono

Em um reservatório de permeabilidade mais baixa, torna-se frequentemente impraticável fazer com que o fluxo do poço corra por tempo suficiente para chegar à estabilização, especialmente se as condições de estado semi-estável são necessárias a mais de uma vazão. O objetivo do teste isócrono, proposto por *Cullender*^{6,7}, é obter dados para estabelecer uma curva de capacidade de entrega estável sem fazer com que o poço produza fluxo por tempo suficiente para atingir as condições de estabilidade em cada vazão. O princípio é que o raio de investigação alcançado num determinado tempo em um teste de fluxo é independente da vazão de fluxo. Portanto, se uma série de testes de fluxo é executada sobre um poço, cada um pelo mesmo período de tempo (isócrono), o raio de investigação será o mesmo ao fim de cada teste.

A *figura 3.9* fornece uma vazão de fluxo esquemática e diagrama de pressão para um teste de fluxo isócrono num poço de gás. Observe que o período de fechamento do poço após cada período de fluxo deve ser longo suficiente para que seja alcançada ou pelo menos aproximada a pressão estática do reservatório. Observe também que é necessário um período de fluxo estabilizado ao fim do teste.

Considerando-se o método clássico, há duas constantes para determinar: “*C*” e “*n*”. A teoria indica que “*C*” é uma função do raio de investigação, o que significa que, se dois períodos de fluxos possuem o mesmo raio de investigação, eles terão o mesmo “*C*”. As vazões de que fluxos possuem o mesmo intervalo de tempo terão o mesmo raio de investigação e, portanto, o mesmo “*C*”. Para períodos estáveis de fluxo, o “*C*” será o “*C*” estabilizado, que é o que estamos tentando determinar. Para uma série de períodos de fluxos iguais que não são longos o suficiente para alcançar a estabilização, os “*C*s” de cada teste serão os mesmos, mas não o “*C*” estabilizado.

Pelo fato de que “*n*” relaciona-se à natureza da turbulência em torno do poço, assume-se que “*n*” é o mesmo para condições transientes ou condições de estado pseudo estável. Portanto, após quatro períodos de fluxo isócrono (tempos iguais), um esquema de log-log de $(p_r^2 - p_{wf}^2)_{vs} q_g$ pode ser feito e os pontos devem permanecer em linha reta com uma pendente de $1/n$.

Naqueles períodos, se o poço tem fluido a uma taxa de fluxo até alcançar as condições de estabilidade, este ponto no esquema log-log pode ser indicado. Como demonstrado na *figura 3.10*, faça uma linha paralela entre o ponto estabilizado e os pontos de tempos iguais transientes. Desse modo, “ n ” é obtido através do comportamento transiente e “ C ” através daquele ponto estabilizado.

Uma vez obtidos os valores de “ C ” e “ n ”, tendo além disso a pressão do reservatório como dado, estimam-se diferentes valores de pressão de fundo fluente que são substituídos na *equação 3.83*, encontrando-se para cada uma a vazão correspondente. Finalmente, os dados tabulados de pressão e vazão permitem construir um esquema p_{wf} vs q_g em coordenadas cartesianas; a curva resultante é a de *Relação do Comportamento de Fluxo de Entrada (IPR)*, *figura 3.11*

Seqüência de Teste

1. Mantenha o poço fechado até a estabilização da pressão.
2. Faça o poço fluir a diferentes vazões durante o mesmo período de tempo; cada período de fluxo deve ser seguido por um período de poço fechado por tempo suficientemente longo para se atingir a pressão estabilizada inicial do reservatório.
3. Registre a vazão de produção e a pressão de fluxo no final de cada período de fluxo de mesma duração.
4. O último período de fluxo deve ser estendido por tempo suficientemente longo para que se atinja a estabilização da pressão.

Observe que o lapso dos períodos de fluxos não é importante desde que eles sejam sempre os mesmos. Observe que os períodos de fechamento não são necessariamente iguais. Cada período de fechamento dura até que a pressão de fundo do poço chegue até o nível da pressão estabilizada com o poço fechado.

3.5.1.3

Teste de fluxo isócrono modificado

Aplicado também em formações de baixa permeabilidade. O objetivo dos testes de fluxo *isócrono modificado*⁶ é obter as mesmas informações de um teste de fluxo isócrono sem passar pelo processo algumas vezes longo de fechamento do poço.

A variante encontra-se em que o período de fluxo é igual ao período de fechamento e não requer que se alcance condições estabilizadas de pressão entre

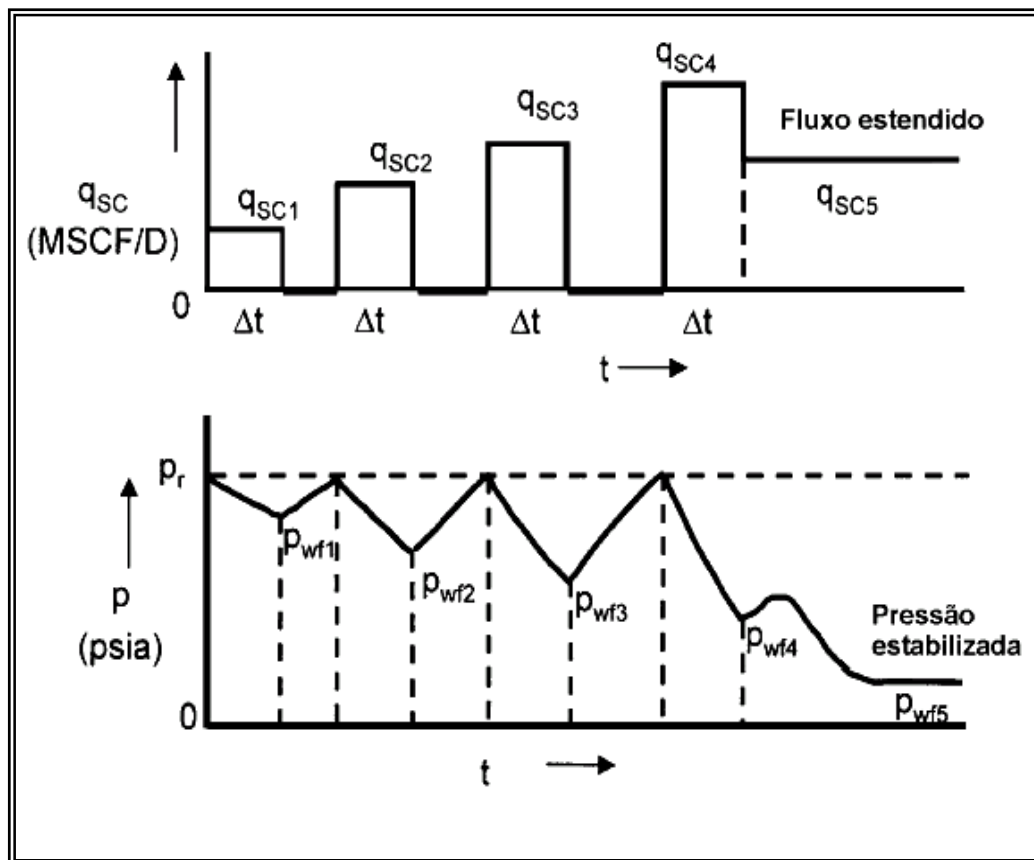


Figura 3.9 Teste de fluxo isócrono

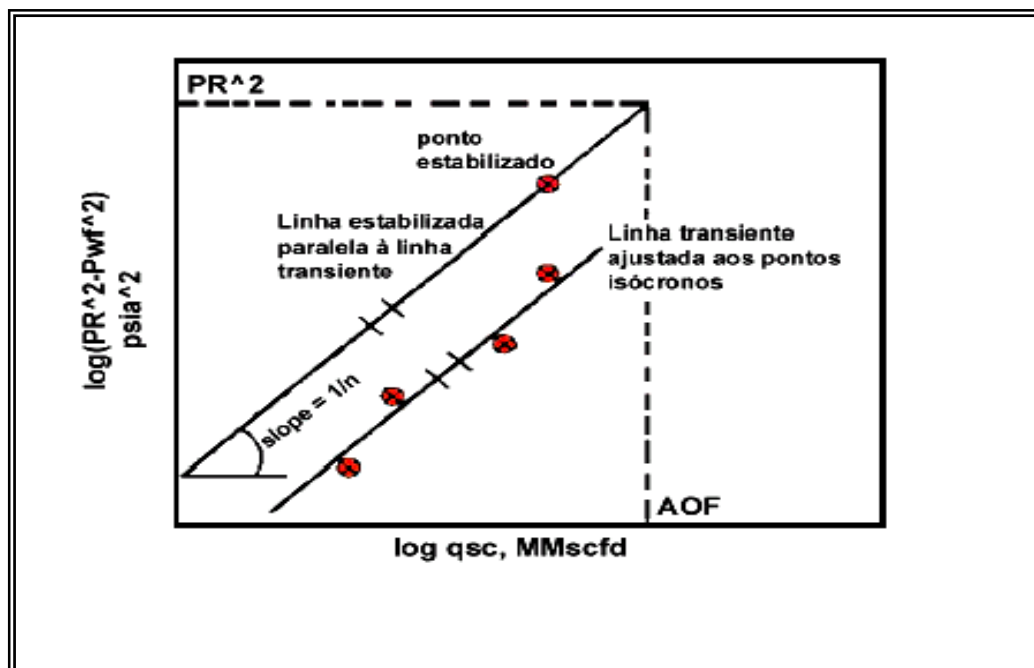


Figura 3.10 Esquema para teste de fluxo isócrono

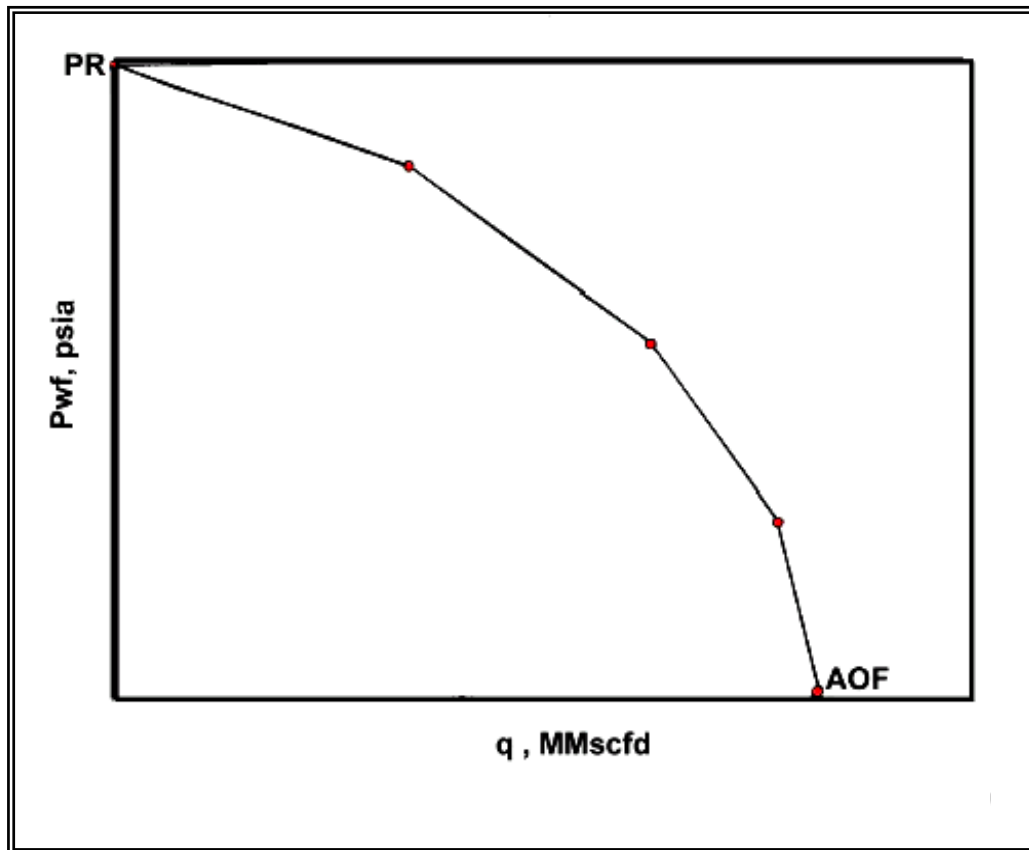


Figura 3.11 Curva de comportamento de fluxo de entrada

cada etapa de fluxo; a *figura 3.12* fornece um diagrama esquemático das vazões de fluxo e pressões resultantes desse tipo de teste.

Os resultados obtidos são representados em forma gráfica de maneira idêntica à dos isócronos, mas utilizando-se a pressão de fechamento não estabilizada para calcular a diferença dos quadrados para o ponto de fluxo seguinte. Da mesma forma que com o teste de fluxo isócrono, a última vazão flui até alcançar a condição de estabilidade.

Seqüência de Teste

1. Mantenha o poço fechado até a estabilização da pressão.
2. Faça o poço fluir a diferentes vazões durante o mesmo período de tempo; cada período de fluxo deve ser seguido por um período de poço fechado com a mesma duração do período de fluxo.
3. Registre a vazão de produção e a pressão de fluxo no final de cada período de fluxo, bem como a pressão estática no final do período subsequente de poço fechado.
4. O último período de fluxo deve ser estendido por tempo suficientemente longo para que se atinja a estabilização de pressão.

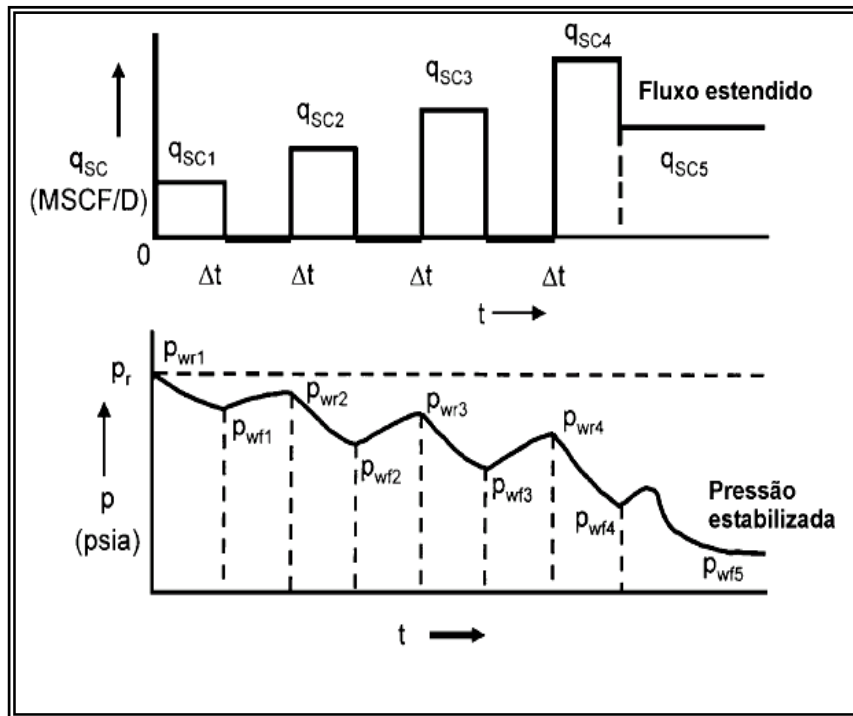


Figura 3.12 Teste de fluxo isócrono modificado

3.5.2

Laminar inercial turbulento (LIT)

As três formas de equações para fluxo semi-estável são apresentadas pelas equações 3.78, 3.80 e 3.81, e podem ser rearrumadas em forma quadrática com o propósito de separar os termos *laminar* e *inercial - turbulento* compondo as equações da seguinte maneira:

3.5.2.1

Forma quadrática – pressão ao quadrado

Em 1976 *Jones, Blount e Glaze*^{8,9} sugeriram um procedimento de análise que permite determinar o efeito da turbulência ou não-Darcy que se apresenta na completção de poços, independente do efeito de dano e fluxo laminar. O procedimento também avalia o coeficiente de fluxo laminar A e o efeito do dano se o produto kh é conhecido.

A equação apresentada por *Jones, et. al.* para fluxo de estado estável (*steady-state flow*) incluindo o fator da turbulência é:

$$\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2 = Aq_g + Bq_g^2 \quad eq.(3.87)$$

$$p_r^2 - p_{wf}^2 = \frac{1424T\bar{\mu}_g\bar{Z}q}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right) \dots\dots eq.(3.88)$$

$$\dots + \frac{3.161 \times 10^{-12} \beta \gamma_g \bar{Z} q^2 T}{h^2} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right)$$

O primeiro termo do lado direito é a queda de pressão de fluxo laminar ou fluxo Darcy, enquanto o segundo termo dá a queda de pressão adicional devido à turbulência. O coeficiente de velocidade, β , é obtido na equação 3.77.

Algumas vezes é conveniente estabelecer uma relação entre os dois parâmetros que indicam o grau de turbulência que ocorre num reservatório de gás. Esses parâmetros são o coeficiente de velocidade, β , e o coeficiente da turbulência, D . A equação 3.87 pode ser escrita para fluxo de estado semi-estável ou pseudo estável como:

$$p_r^2 - p_{wf}^2 = \frac{1424T\bar{\mu}_g\bar{Z}}{kh} \left(\ln \frac{0.472r_e}{r_w} + s \right) q \dots\dots eq.(3.89)$$

$$\dots + \frac{3.161 \times 10^{-12} \beta \gamma_g \bar{Z} T}{r_w h^2} q^2$$

Os termos da equação 3.89 são agrupados em dois coeficientes, da seguinte maneira:

$$A = \frac{1424T\bar{\mu}_g\bar{Z}}{kh} \left(\ln \frac{0.472r_e}{r_w} + s \right) \quad eq.(3.90)$$

$$B = \frac{3.161 \times 10^{-12} \beta \gamma_g \bar{Z} T}{r_w h^2} \quad eq.(3.91)$$

Portanto, a equação 3.89, dividida por q toma a forma da equação geral proposta por Jones, Blount e Glaze.

$$\frac{p_r^2 - p_{wf}^2}{q} = A + Bq \quad eq.(3.92)$$

A = Coeficiente de fluxo laminar

B = Coeficiente de fluxo turbulento

Para determinar os dois coeficientes, existem duas formas: a primeira faz uso dos testes convencionais com dois ou mais fluxos estabilizados e pelo menos

um fluxo estabilizado em testes de fluxo isócrono. Os dados da vazão e pressão obtidos na condução destes testes são reproduzidos em coordenadas cartesianas como $(p_r^2 - p_{wf}^2)/q$, no eixo das ordenadas e q , no eixo das abscissas, *figura 3.13*; o diagrama resultante mostra uma linha cujo pendente é o coeficiente B , que indica o grau de turbulência. Prolongando-se a reta até o eixo das ordenadas, tem-se o coeficiente laminar A , adotando nesse caso o valor de $(p_r^2 - p_{wf}^2)/q$ para uma vazão igual a zero, resultado que mostra a existência ou não de dano à formação.

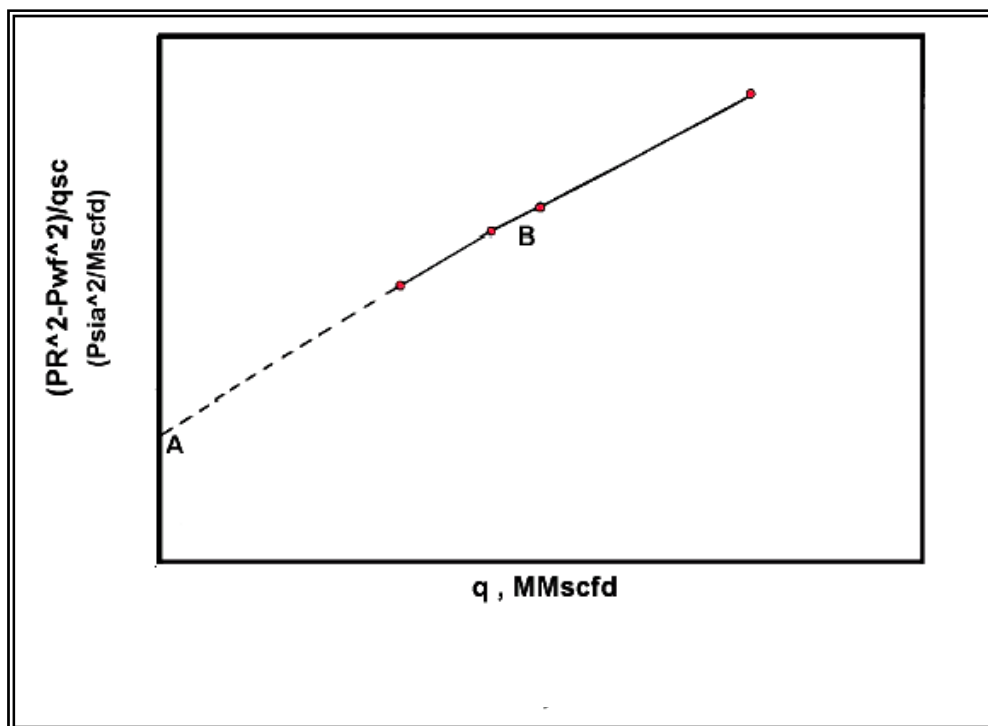


Figura 3.13 Análise gráfica para determinar A e B

O segundo caminho é a simples substituição dos parâmetros, previamente determinados, nas *equações 3.90 e 3.91*.

Uma vez determinados os coeficientes A e B procede-se à construção da curva do comportamento da jazida, IPR , assumindo-se diferentes valores de pressão de fundo fluente, p_{wf} , um valor de 0 para a p_r e avaliando para cada uma delas a vazão correspondente. Também podemos assumir as vazões de produção e avaliar para cada uma delas a pressão de fluxo de fundo do poço. As equações apresentadas são:

$$q = \frac{-A \pm \sqrt{A^2 + 4B(p_r^2 - p_{wf}^2)}}{2B} \quad eq.(3.93)$$

$$p_{wf} = \sqrt{p_r^2 - (Aq + Bq^2)} \quad eq.(3.94)$$

Esse método é recomendado para pressões menores que 2000 psi

3.5.2.2

Forma quadrática – pressão

A pressão de aproximação *equação 3.81*, pode se reorganizar e expressar pela seguinte forma quadrática:

$$\bar{p}_r - p_{wf} = Aq_g + Bq_g^2 \quad eq.(3.95)$$

Onde:

$$A = \frac{141.2 \times 10^3 \bar{\mu}_g \bar{B}_g}{k h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s \right] \quad eq.(3.96)$$

$$B = \left[\frac{141.2 \times 10^3 \bar{\mu}_g \bar{B}_g}{k h} \right] D \quad eq.(3.97)$$

O valor do fator ao *fluxo turbulento* ou *inercial* D é determinado, como apresentado na *equação 3.79*.

O termo (Aq_g) representa a queda de pressão devido ao fluxo laminar. Enquanto que (Bq_g^2) explica a queda de pressão adicional devido ao fluxo turbulento. Em uma forma linear a *equação 3.95* pode ser expressa como:

$$\frac{p_r - p_{wf}}{q} = A + Bq \quad eq.(3.98)$$

O coeficiente laminar e inercial turbulento encontra-se da mesma forma que o método anterior, fazendo referencia à *figura 3.13*.

Uma vez determinados os coeficientes A e B a vazão de fluxo de gás pode ser determinada a qualquer pressão:

$$q = \frac{-A \pm \sqrt{A^2 + 4B(p_r - p_{wf})}}{2B} \quad eq.(3.99)$$

Método recomendado para pressões maiores que 3000 psi.

3.5.2.3

Forma pseudopressão do gás real

A importância de considerar as variações de viscosidade e fator de compressibilidade com a pressão, em reservatórios muito compactos onde o gradiente de pressão é raras vezes pequeno, tem levado nos últimos anos à utilização de um procedimento baseado na definição de pseudo pressão, *equação 3.31*, obtendo-se assim uma análise mais rigorosa dos fenômenos de fluxo. A *equação 3.78*, pode se reorganizar e expressar pela seguinte forma quadrática:

$$\Delta m(p) = m(p_r) - m(p_{wf}) = Aq_{sc} + Bq_{sc}^2 \quad eq.(3.100)$$

Os coeficientes A e B indicam também o tipo de fluxo laminar e turbulento respectivamente; esses coeficientes são obtidos mediante ponderação, utilizando o conceito dos mínimos quadrados, *equações 3.101 e 3.102*.

$$A = \frac{\sum \frac{\Delta m(p)}{q} \sum q^2 - \sum \Delta m(p) \sum q}{N \sum q^2 - \sum q \sum q} \quad eq.(3.101)$$

$$B = \frac{N \sum \Delta m(p) - \sum \frac{\Delta m(p)}{q} \sum q}{N \sum q^2 - \sum q \sum q} \quad eq.(3.102)$$

Uma vez encontrados os coeficientes A e B podemos substituí-los na *equação 3.100*, encontrando assim a equação geral para este método, visualizando o comportamento do influxo, construindo em seguida o mesmo procedimento descrito pela forma quadrática – *pressão ao quadrado* e empregando valores de diferencial de pseudo pressão em lugar do diferencial de pressão ao quadrado.

Os valores de A e B também podem ser encontrados da seguinte maneira:

$$A = \left(\frac{1422 T}{kh} \right) \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s \right] \quad eq.(3.103)$$

$$B = \left(\frac{1422 T}{kh} \right) D \quad eq.(3.104)$$