

SIMULAÇÃO DO ESCOAMENTO MONOFÁSICO DE FLUIDOS  
COMPRESSÍVEIS, COM EFEITOS NÃO-DARCYANOS, EM TESTES  
DE PRESSÃO EM RESERVATÓRIOS DE GÁS

CAROLINA SILVA BASTOS

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE  
LABORATÓRIO DE ENGENHARIA E EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO

MACAÉ - RJ  
AGOSTO - 2021

SIMULAÇÃO DO ESCOAMENTO MONOFÁSICO DE FLUIDOS  
COMPRESSÍVEIS, COM EFEITOS NÃO-DARCYANOS, EM TESTES  
DE PRESSÃO EM RESERVATÓRIOS DE GÁS

CAROLINA SILVA BASTOS

Monografia apresentada ao Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Engenheiro de Exploração e Produção de Petróleo.

Orientador: Prof. Carlos Enrique Pico Ortiz, D.Sc.

MACAÉ - RJ  
AGOSTO - 2021

# SIMULAÇÃO DO ESCOAMENTO MONOFÁSICO DE FLUIDOS COMPRESSÍVEIS, COM EFEITOS NÃO-DARCYANOS, EM TESTES DE PRESSÃO EM RESERVATÓRIOS DE GÁS

CAROLINA SILVA BASTOS

Monografia apresentada ao Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Engenheiro de Exploração e Produção de Petróleo.

Aprovada em xx de xxxxxx de 20xx.

Comissão Examinadora:

---

Prof. Fulano de Tal (Título, FormaçãoMaisElevada) - INSTITUIÇÃO/EMPRESA

---

Prof. Um Dois Três de Oliveira Quatro (D.Sc, Ciências da Computação) - PURO/UFF

---

Prof. Fulano de Tal (Ph.D, Matemática) - LENEP/CCT/UENF

---

Prof. Fulano de Tal (Ms.C, Engenharia) - LENEP/CCT/UENF - (Orientador)

---

[Optional]

---

[Optional]

---

coloque aqui a dedicação da Tese/Dissertação/Monografia.

---

---

*[Opcional e a escolha do autor(a) Ex: ]*



# ***Sumário***

<b>Lista de Figuras</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>x</b>
<b>Nomenclatura</b>	<b>xi</b>
Alfabeto Latino . . . . .	xi
Alfabeto Grego . . . . .	xi
Sub-índices . . . . .	xii
Super-índices . . . . .	xii
Símbolos . . . . .	xiii
Acrônimos . . . . .	xiii
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Escopo do Problema . . . . .	1
1.2 Objetivos . . . . .	3
1.3 Organização do Documento . . . . .	4
<b>2 Revisão Bibliográfica</b>	<b>5</b>
<b>3 Metodologia</b>	<b>23</b>
3.1 Motivação Para o Tema . . . . .	23
3.2 Classificação da Pesquisa . . . . .	24
3.3 Hipóteses . . . . .	27
3.4 Intrumentos . . . . .	28
3.5 Dados . . . . .	28

## Sumário

---

3.6 Experimentos - Ensaaios e Simulações . . . . .	29
3.7 Estudos Estatísticos . . . . .	29
<b>Referências</b>	<b>31</b>
<b>Índice Remissivo</b>	<b>32</b>

## ***Lista de Figuras***

1	Teste Flow-after-Flow (FAF) . . . . .	7
2	Interpretação do Teste FAF - Método de Rawlins-Schellhardt . . . . .	8
3	Interpretação do Teste FAF - Método de Houpeurt . . . . .	9
4	Teste Isócrono . . . . .	11
5	Interpretação Teste Isócrono - Método de Rawlins-Schellhardt . . . . .	12
6	Interpretação Teste Isócrono - Método Houpeurt . . . . .	13
7	Teste Isócrono Modificado . . . . .	14
8	Interpretação Teste Isócrono Modificado . . . . .	15
9	Teste de Fluxo - Drawdown . . . . .	16
10	Teste de Crescimento de Pressão - Buildup . . . . .	18

## ***Lista de Tabelas***

# ***Nomenclatura***

A nomenclatura está dividida em: alfabeto latino, alfabeto grego, sub-índices, super-índices, símbolos e acrônimos, sendo apresentada em ordem alfabética.

## **Alfabeto Latino**

$A$	Área [ $m^2$ ]
$B^r$	Reflexão do conjunto $B$
$C(\mathbf{u})$	Função autocorrelação
$dl$	Variação elementar do comprimento [ $m$ ]
$E_x^i$	Bola centrada em um ponto $x$
$f$	Determinada fase de um escoamento
$F$	Força [ $Kg \times m/s^2$ ]
$g$	Aceleração da gravidade [ $m/s^2$ ]
$I$	Imagem binária
$k$	Permeabilidade [ $mD$ ]
$l$	Comprimento [ $m$ ]
$M$	Meio poroso

## **Alfabeto Grego**

$\beta$	Compressibilidade [ $l/Pa$ ]
$\gamma_a$	Peso específico da água [ $kg/m^2 \times s^2$ ]
$\varepsilon$	Comprimento [ $m$ ]
$\zeta(\mathbf{u})$	Função conectividade
$\theta$	Ângulo
$\tau$	Tensão cisalhante [ $N/m^2$ ]
$\mu$	Viscosidade [ $N.s/m^2$ ]
$\nu$	Viscosidade cinemática [ $m^2/s$ ]
$\rho$	Massa específica [ $Kg/m^3$ ]
$\sigma$	Tensão interfacial [ $Kg/m$ ]
$\phi$	Porosidade [ $m^3/m^3$ ]

## Sub-índices

$ef$	Efetivo
$eq$	Equivalente
$i$	Índice
$nw$	Não molhante
$p$	Poroso
$rf$	Relativa a fase f
$S$	Matriz sólida
$T$	Total
$x$	Posição
$w$	Molhante

## Super-índices

$c$	Complemento
$i$	Índice
$nw$	Não molhante
$r$	Reflexão

## Símbolos

$\oplus$	Operador de dilatação
$\ominus$	Operador de erosão
$\circ$	Operador de abertura
$\bullet$	Operador de fechamento
$\langle \rangle$	Média geométrica
$\nabla$	Gradiente

## Acrônimos

<i>ASCII</i>	<i>American Standard Code for Information Interchange</i> (Código Padrão Americano para o Intercâmbio de Informações)
<i>C++</i>	Linguagem de programação com recursos para orientação a objetos
<i>GCS</i>	Grafo de Conexão Serial
<i>GMRES</i>	Solver que utiliza o método do Resíduo Mínimo Generalizado
<i>IDF</i>	Imagem de Distância ao Fundo
<i>lib_Idsc</i>	Biblioteca computacional para análise de imagens de meios porosos
<i>LVP</i>	Laboratório Virtual de Petrofísica ( <i>Software</i> )
<i>SDK</i>	<i>Software Development Kit</i> (Kit para Desenvolvimento de <i>softwares</i> )

# **1     *Introdução***

No presente trabalho desenvolve-se um simulador numérico bidimensional de reservatórios capaz de resolver o problema do escoamento monofásico de fluidos compressíveis em meios porosos. A modelagem do problema utiliza a equação de Forchheimer para representar os efeitos Não-Darcianos, devido à alta velocidade que pode ocorrer nas proximidades do poço; além de testar o conceito do fator de película dependente da vazão. A validação do simulador é feita através de comparações com soluções analíticas do problema.

## **1.1    Escopo do Problema**

Dentre as atividades atribuídas à um(a) engenheiro(a) de petróleo, a descoberta e o desenvolvimento de jazidas é uma das mais importantes. Para isso, é necessário um processo multidisciplinar que envolve diversas áreas de estudos, as quais podemos citar a geologia, a geofísica e a engenharia de reservatórios. Esta última, responsável por reunir os dados e as informações obtidas, tem a missão de descrever as propriedades dos fluidos e das rochas que compõem um sistema petrolífero. Porém, além dessa caracterização, é preciso entender a dinâmica do fluxo desses fluidos dentro do meio poroso para definir o potencial de produção da jazida e aplicar técnicas que maximizem e tornem a recuperação do óleo e do gás a mais eficiente possível.

A tomada de decisões para a exploração de um campo de petróleo não é então uma tarefa simples, ela requer uma série de perguntas e comparar diferentes opções: qual a quantidade de poços necessários, onde perfurá-los, qual o design mais apropriado, o método de recuperação que será adotado, a previsão de comportamento do reservatório e seu fator de recuperação, além de estimar as reservas daquele determinado campo. Portanto, para decidir quais as melhores estratégias, é necessário reproduzir- simular - o comportamento dos fluidos da formação utilizando a simulação numérica de reservatórios: uma ferramenta essencial na indústria do petróleo, já que



a qualidade dessas decisões resultam no investimento de milhões de dólares para desenvolver o campo.

A simulação de reservatórios é a técnica mais sofisticada de previsão de comportamento de formações portadoras de óleo e gás. Ela permite uma caracterização mais detalhada e dinâmica do sistema petrolífero, levando à uma estimativa mais confiável sobre suas projeções futuras de desempenho. Essencialmente, sua implementação envolve a combinação de dados de diversas fontes, como modelos geológicos e geofísicos, dados de poço, dados de rocha e fluido, testes de formação e histórico de produção. E uma das principais ferramentas para a coleta desses dados são os testes de pressão em poços, que consistem na abertura do poço por um certo período de tempo, enquanto que a vazão e a pressão, geralmente de fundo, são registradas. Esses testes merecem destaque porque permitem conhecer parâmetros do reservatório, como a permeabilidade e o fator de película, a partir da interpretação dos resultados obtidos. Hoje existem diversos modelos analíticos que buscam interpretar esses dados de pressão e vazão contra o tempo e o domínio dessa teoria é imprescindível para o desenvolvimento desses modelos.

Nas últimas décadas, com o crescimento da utilização e da capacidade de processamento dos computadores, os métodos numéricos ganharam importância nessa área, especialmente a integração com os estudos de caracterização e de simulação de reservatórios. Os primeiros métodos de interpretação, pelo uso de gráficos loglog, são limitados quando se propõe estimar a capacidade de produção do poço, mas com a introdução da análise da derivada da pressão em 1983, e o desenvolvimento de complexos modelos de interpretação capazes de explicar detalhes geológicos, a análise do transiente de pressão se tornou uma poderosa ferramenta para a caracterização do reservatório (??).

Junto a esse cenário, o gás natural recebeu significativa atenção devido aprovação da Nova Lei do Gás Natural - Lei nº 14.134, de 2021, que extingue o regime de concessão, permitindo a atuação de novos agentes no mercado nacional de gás natural e biocombustíveis. Segundo a projeção de demanda de gás natural, apresentada no relatório do EPE 2020 (??), essa irá crescer cerca de 5% ao ano considerando o horizonte de 2021 a 2030. Nessas circunstâncias, espera-se que as empresas operadoras de campos de petróleo concentre seus esforços na exploração deste recursos, buscando extrair o máximo possível com o menor custo.

E para que os(as) engenheiros(as) elaborem os projetos de desenvolvimento desses campos, tais como o sistema de perfuração dos poços, mecanismos de produção,

elevação e escoamento, que permitam a produção do gás natural de forma eficiente, é necessário, a priori, simular e interpretar os testes de pressão que, se tratando de reservatórios de gás, precisam de adaptações no métodos de análise.

Os métodos originalmente desenvolvidos para análise de teste de pressão assumem escoamento monofásico de um fluido pouco compressível (geralmente líquidos), o que resulta numa formulação do problema através de equações diferenciais parciais lineares. Ao se tratar de um fluido compressível - caso do gás - o escoamento no meio poroso se torna mais complexo e precisamos usar o conceito de pseudo-pressão, visando linearizar (parcialmente) o problema. Além disso, o estudo de fluxo de gás envolve condições de alta velocidade nas vizinhanças do poço, isso significa que a Lei de Darcy, utilizada na formulação dos problemas convencionais, é incapaz de descrever esse fluxo, melhor descrito pela equação de Forchheimer. Outro ponto importante é que, durante a produção de gás, podem ocorrer quedas adicionais de pressão nas proximidades do poço, resultado do escoamento Não-Darcyano, que pode ser representado por um fator de película dependente da vazão.

Sendo assim, o que esse projeto propõe é empregar um simulador de fluxo para analisar o comportamento da pressão em testes de poços produtores de gás, com o objetivo de: testar a validade da linearização da equação do escoamento para fluidos compressíveis, testar a validade do conceito de fator de película dependente da vazão, para efeitos Não-Darcyano, e obter parâmetros do reservatório como a permeabilidade e as componentes do fator de película total ou aparente.

## 1.2 Objetivos

Os objetivos deste trabalho são:

- Objetivo geral:

Desenvolver um simulador de fluxo para analisar o comportamento da pressão em testes de poços produtores de gás, através da linearização da equação do escoamento para fluidos compressíveis e do conceito de fator de película dependente da vazão, esse último para representar os efeitos não-darcianos; além disso, obter parâmetros do reservatório como a permeabilidade e as componentes do fator de película total ou aparente.

- Objetivos específicos:

- Modelar física e matematicamente o problema do escoamento monofásico de fluidos compressíveis em meios porosos.
- Desenvolver um simulador numérico bidimensional para resolver o problema de forma implícita.
- Testar a validade da linearização da equação do escoamento para fluidos compressíveis.
- Testar o conceito de fator de película dependente da vazão.
- Obter parâmetros do reservatório: comportamento da pressão com o tempo, permeabilidade e o fator de película - Skin.
- Verificar e validar o simulador - comparação com soluções analíticas.

### **1.3 Organização do Documento**

Apresenta-se nesta seção a organização do documento.

No Capítulo 2, “Revisão Bibliográfica”, apresenta-se uma revisão bibliográfica detalhada dos trabalhos, técnicos e científicos, que estão diretamente relacionados ao presente trabalho. São apresentados os testes de pressão mais comuns utilizados na indústria do petróleo para reservatórios de gás, as metodologias de interpretação e análise, comparações com modelos analíticos de interpretação e um modelo matemático para representar o Skin Não-Darcyano.

No Capítulo 3, “Metodologia”, apresenta-se a metodologia científica a ser utilizada no desenvolvimento deste trabalho. Inclui-se informações sobre a motivação para o tema, classificação da pesquisa (área da pesquisa), instrumentos utilizados (materiais, equipamentos, softwares, dados, experimentos/ensaios/simulações e formas de análise e interpretação).

## 2 *Revisão Bibliográfica*

No Capítulo 2, “Revisão Bibliográfica”, apresenta-se uma revisão bibliográfica detalhada dos trabalhos, técnicos e científicos, que estão diretamente relacionados ao presente trabalho. São apresentados os testes de pressão mais comuns utilizados na indústria do petróleo para reservatórios de gás, as metodologias de interpretação e análise, comparações com modelos analíticos de interpretação e um modelo matemático para representar o Skin Não-Darcyano.

Um teste de poço é uma operação em que se deseja avaliar o potencial produtivo de uma jazida de petróleo e é uma etapa importante na avaliação das formações. Ele pode ser realizado em diversas fases da vida de um campo petrolífero, desde a fase de exploração e desenvolvimento, até a produção e tem como objetivo caracterizar o reservatório através da interpretação dos dados registrados durante a sua execução. O teste consiste basicamente em provocar uma variação na vazão do sistema poço-reservatório e medir a variação correspondente da pressão do poço ao longo do tempo. A interpretação do comportamento da pressão registrada, em conjunto com outros dados e informações relevantes, permitirá a obtenção de parâmetros característicos do poço e do reservatório.

Quando se trata de reservatórios de gás, os testes de poços são realizados com dois objetivos principais: estimar a capacidade de produção do poço e as propriedades da formação.

Os testes usados para estimar a capacidade de produção do poço através do cálculo do absolute-open-flow (AOF) são denominados testes de contra-pressão e os mais conhecidos são: Flow-After-Flow (FAF), isócrono e o isócrono modificado (IM). Os testes permitem também construir a curva de *IPR* (*Inflow Performance Relationship*) que relaciona a pressão no fundo do poço com a vazão de fluidos produzidos em condições de superfície.

As propriedades da formação, por sua vez, são determinadas através dos testes de pressão, que podem ser testes de fluxo (Drawdown) e de crescimento de pressão

(Buildup).

## 2.0.1 Testes de Contra-Pressão

O principal parâmetro usado na comparação da produtividade entre poços de gás é o absolute-open-flow (AOF) - que representa a vazão teórica na qual o poço produziria caso a pressão de fundo fosse zero e é calculado através de um gráfico log-log da vazão contra a diferença de pressão.

### 2.0.1.1 Flow-after-Flow (FAF)

Também chamado de “backpressure test” e “four point test”, é realizado em duas etapas:

1. O poço é submetido a uma sequência de períodos de vazão crescente;
2. O poço é submetido a um período de estática.

O tempo de duração de cada vazão constante deve ser tal que o regime dominado por fronteiras (regime permanente ou pseudo-permanente) seja atingido, não sendo necessário que cada período tenha o mesmo tempo de duração. O que é uma limitação deste teste, uma vez que, principalmente em reservatórios de baixa permeabilidade, demoram a atingir esse estado.

A figura 1 mostra um exemplo do teste em que o histórico da pressão e da vazão é mostrado, sendo  $p_f$  a pressão final de cada período de fluxo.

Esse teste pode ser analisado por 2 métodos: Método de Rawlins-Schellhardt e Método de Houpeurt.

- Método de Rawlins-Schellhardt

Rawlins-Schellhardt (1936) propuseram uma equação empírica para analisar os dados desse teste baseada em uma análise de dados de campo. A equação proposta também conhecida como análise C & n, somente aplicável para baixas pressões, é:

$$q = C [m(\bar{p}) - m(p_f)]^n \quad (2.1)$$

Onde:

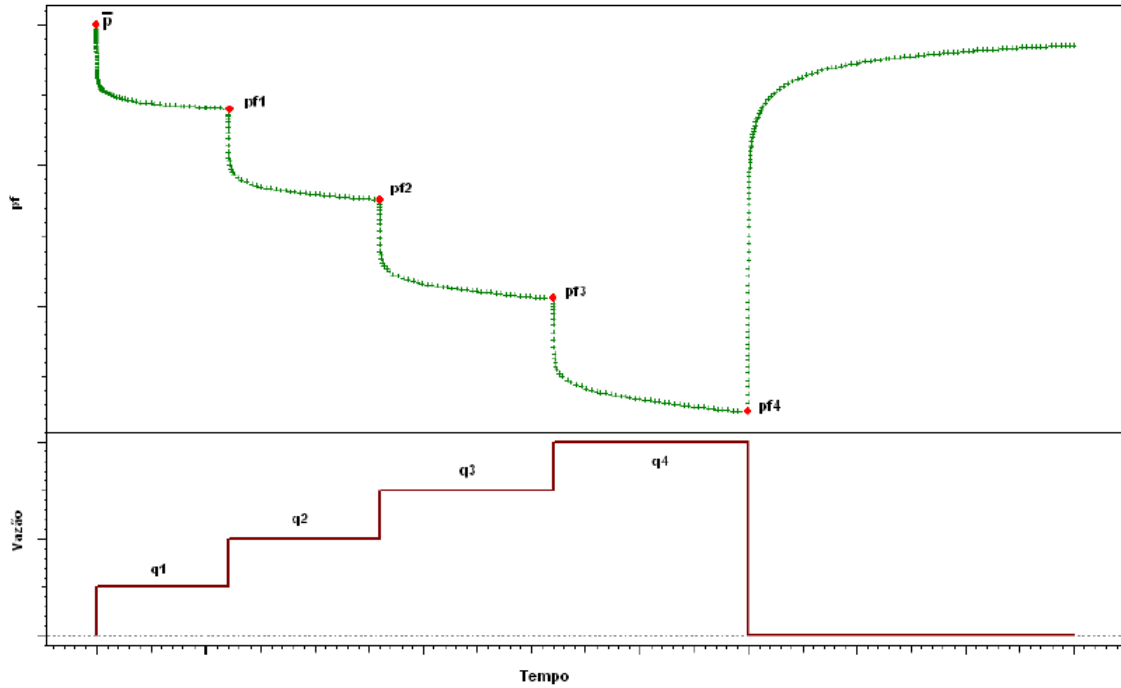


Figure 1: Teste Flow-after-Flow (FAF)

$\bar{p}$  = Pressão Média do Reservatório

$p_f$  = Pressão no Poço no final de cada período de fluxo

Valores de  $n$  variam de 0.5 - que indica fluxo Não Darcyano - até 1.0, que indica fluxo de Darcy.

Aplicando-se o logaritmo na equação, obtém-se:

$$\log q = \log C + n \log [m(\bar{p}) - m(p_f)] \quad (2.2)$$

Plotando os dados de pseudo-pressão x vazão num gráfico log x log, esses devem ter o comportamento de uma reta cuja inclinação é  $1/n$ . A AOF pode ser determinada extrapolando a reta até o ponto onde  $p_f = p_b$ , sendo  $p_b$  a pressão na superfície, como pode ser visto na figura 2:

A constante  $C$  pode ser determinada a partir de um ponto qualquer da reta:

$$C = \frac{q_i}{[\Delta m(p_i)]^n} \quad (2.3)$$

Usando a equação 2.1, com a pressão  $p_b$ , pode-se determinar AOF:

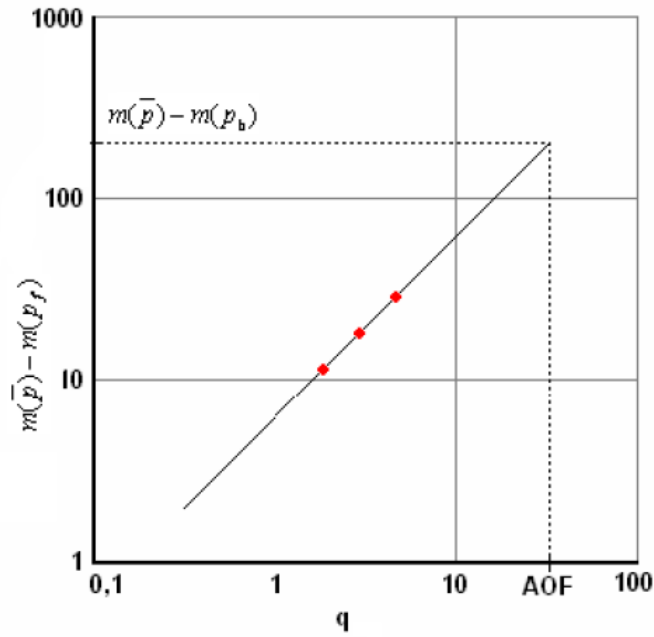


Figure 2: Interpretação do Teste FAF - Método de Rawlins-Schellhardt

$$q_{AOF} = C [m(\bar{p}) - m(p_b)]^n \quad (2.4)$$

onde os valores de  $C$  e  $n$  já foram calculados anteriormente.

- Método de Houpeurt

O método de Houpeurt para a interpretação desse teste (ou determinação da AOF) usa a solução do regime pseudo-permanente (??):

$$m(\bar{p}) - m(p_f) = \alpha_p \frac{p_0 q T}{T_0 k h} \left[ 1,151 \log \left( \frac{10,06 A}{C_A r_w^2} \right) - \frac{3}{4} + S + Dq \right] \quad (2.5)$$

Onde:

$S = \text{Skin} - \text{Dano de Formação}$

$D = \text{Constante de Turbulência}$

$A = \text{Área de Drenagem}$

$C_A = \text{Fator de Forma de Dietz}$

A equação 2.5 pode ser reescrita como:

$$\Delta m(p) = m(\bar{p}) - m(p_f) = aq + bq^2 \quad (2.6)$$

onde

$$a = \alpha_p \frac{p_0 q T}{T_0 k h} \left[ 1,151 \log \left( \frac{10,06 A}{C_A r_w^2} \right) - \frac{3}{4} + S \right] \quad (2.7)$$

$$b = \alpha_p \frac{p_0 T D}{T_0 k h} \quad (2.8)$$

Dividindo ambos os lados da equação 2.6 por  $q$ :

$$\frac{\Delta m(p)}{q} = \frac{m(\bar{p}) - m(p_f)}{q} = a + bq \quad (2.9)$$

Obtem-se a equação de uma reta, com inclinação  $b$  e intersecção  $a$ . Plotando-se os dados de  $\frac{\Delta m(p)}{q}$  x  $q$  do teste para diferentes  $p_f$  - figura 3 - pode-se determinar as constantes  $a$  e  $b$ .

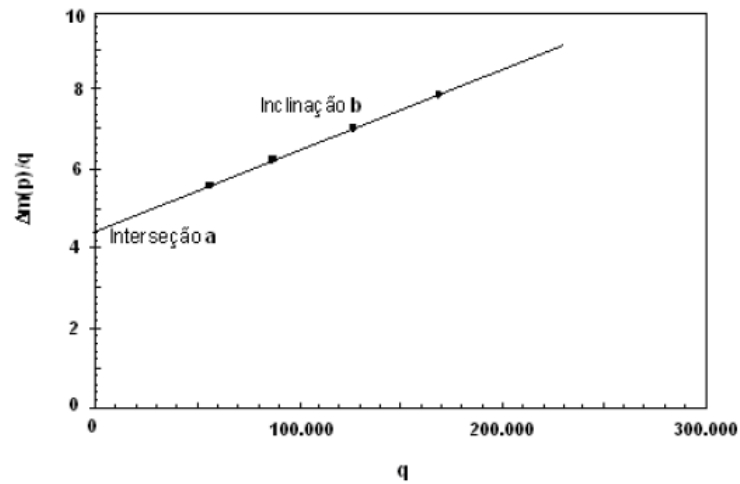


Figure 3: Interpretação do Teste FAF - Método de Houpeurt

Com tais valores podemos determinar o AOF, a qual é dada pela seguinte expressão:

$$q_{AOF} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b[m(\bar{p}) - m(p_b)]}}{2b} \quad (2.10)$$



### 2.0.1.2 Teste Isócrono

O teste isócrono foi criado para encurtar o tempo de estabilização requerido para um teste *Flow after Flow* e é chamado de isócrono porque os períodos de fluxo têm a mesma duração e é dividido em duas etapas:

1. Na primeira etapa têm-se diversos fluxos em intervalos de tempo constante e o raio de investigação ( $r_i$ ) é menor que o raio do reservatório ( $r_e$ ), predominando o regime transiente.
2. Na segunda etapa tem-se o fluxo estendido, onde o raio de investigação é maior ou igual ao raio do reservatório, ou seja, a partir desse momento tem-se a influência das condições de fronteira, estabelecendo-se o regime pseudopermanente.

Este teste é do tipo multi-vazão, significando que é formado por diversos períodos de fluxo intercalados com períodos de estática (*shut in*) ou de vazão nula. Os períodos de fluxo são iguais. Já os períodos de estática são mantidos por um tempo suficiente para que a pressão medida no fundo do poço alcance condições essencialmente estáticas. Além disso, uma etapa final de fluxo estendido, tempo suficiente para alcançar a estabilização da pressão, é necessária. Como o teste se aplica para reservatórios com permeabilidade baixa, o raio de investigação  $r_i$  normalmente não atinge a fronteira do reservatório  $r_e$ , portanto  $r_i < r_e$ , implicando condição transiente.

O teste é importante pois é executado sem a necessidade de que a produção seja interrompida por tempos muito longos, tal que não seja necessário atingir as condições de estabilidade em cada vazão. Como os períodos de fluxo são iguais, o raio de investigação será o mesmo ao fim de cada etapa (figura 4).

Na figura são apresentados os períodos de fluxo ( $q$ ) para diversos instantes de tempo e a resposta da pressão ( $p_f$ ), onde:

- Os períodos de fluxo, exceto o último, são iguais;
- Os períodos de estática tem o objetivo de deixar  $p \cong \bar{p}$ ;
- Um período de fluxo final no qual o poço estabiliza-se é desejável, mas não essencial.

Para esse testes também são usados os métodos de Rawlins-Schellhardt e de Houpeurt com algumas pequenas modificações.

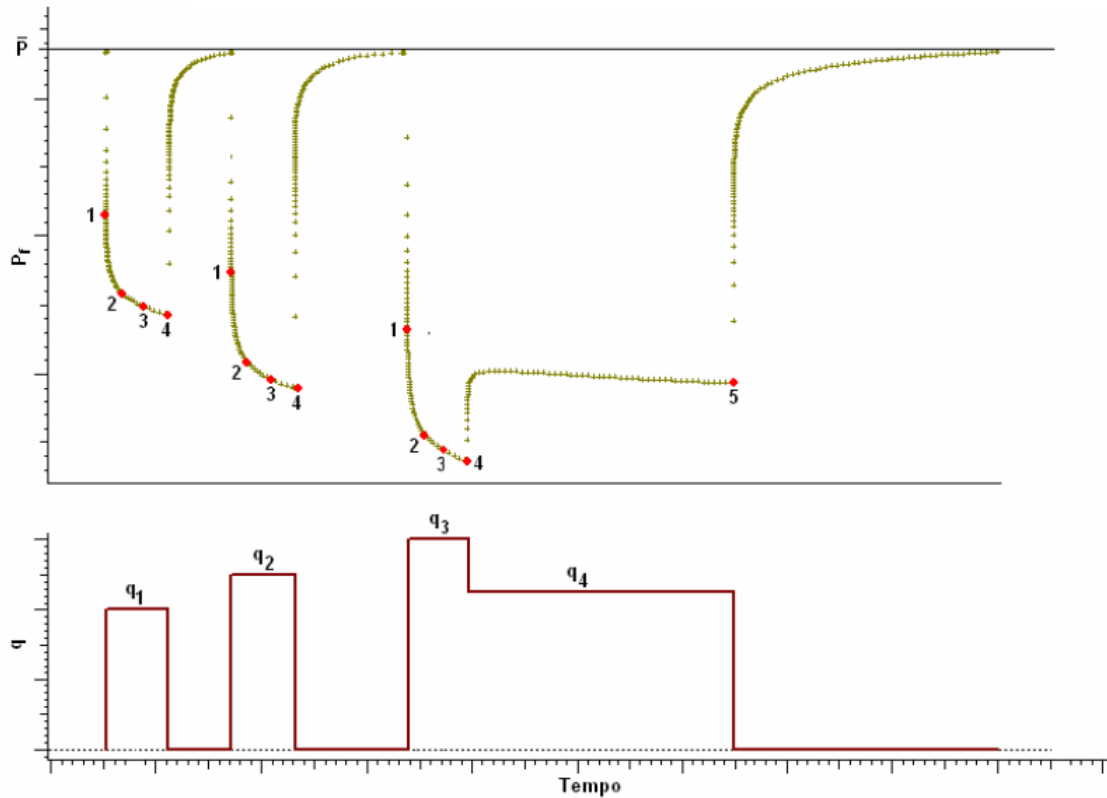


Figure 4: Teste Isócrono

- Método de Rawlins-Schellhardt

É a mesma equação do teste FAF, porém para o teste isócrono  $C$  depende do tempo  $[C(t)]$ . Então, a partir dos dados de pressão e vazão, plota-se a curva  $\log [m(\bar{p}) - m(p_f)] \times \log(q)$ , para cada vazão e  $\log [m(\bar{p}) - m(p_{f,s})] \times \log(q_s)$ , onde  $q_s$  e  $p_{f,s}$  são a vazão e a pressão no fluxo estendido. A partir da inclinação  $1/n$ , calcula-se o valor de  $C(t)$  para o fluxo estendido  $[C_s]$ :

$$C_s = \frac{q_s}{[m(\bar{p}) - m(p_{f,s})]^n} \quad (2.11)$$

então a AOF é calculada usando a pressão atmosférica, de acordo com:

$$q_{AOF} = C_s [m(\bar{p}) - m(p_b)]^n \quad (2.12)$$

ou extrapolando a curva até a pressão atmosférica, como pode ser visto na figura 5.

- Método Houpeurt

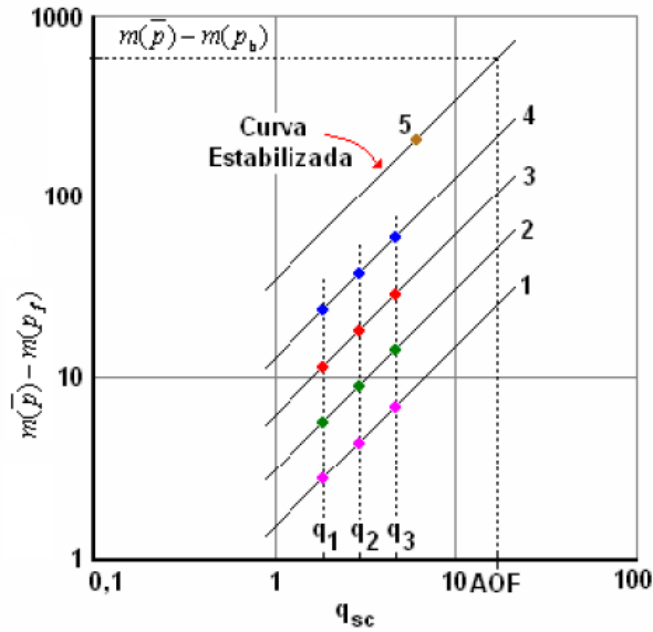


Figure 5: Interpretação Teste Isócrono - Método de Rawlins-Schellhardt

Para esse teste o método de Houpeurt usa a solução para regime transiente reescrita de uma forma semelhante à solução para regime pseudo-permanente (??):

$$\frac{\Delta m(p)}{q} = \frac{m(\bar{p}) - m(p_f)}{q} = a_t + bq \quad (2.13)$$

onde:

$$a_t = \alpha_p \frac{p_0 q T}{T_0 k h} \left[ \ln \left( \frac{r_d}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right] \quad (2.14)$$

$$b = \alpha_p \frac{p_0 q T D}{T_0 k h} \quad (2.15)$$

e

$$r_d = \sqrt{\frac{17,9098 \alpha_t k t}{\phi (\mu c_t)_i}} \quad (2.16)$$

Plotando os dados  $\frac{\Delta m(p)}{q} \times q$ , obtém-se uma reta cujos coeficientes são  $a$  e  $b$ , sendo  $b$  a inclinação da reta e  $a$  calculado a partir do fluxo estendido (figura 6):

$$a_{t,s} = \left( \frac{m(\bar{p}) - m(p_{f,s})}{q_s} \right) - bq_s \quad (2.17)$$

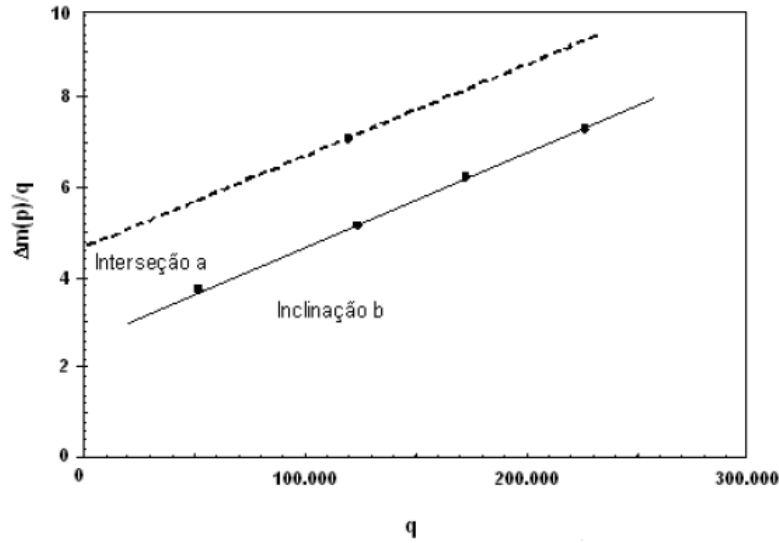


Figure 6: Interpretação Teste Isócrono - Método Houpeurt

e o AOF:

$$q_{AOF} = \frac{-a_{t,s} + \sqrt{a_{t,s}^2 + 4b(m(\bar{p}) - m(p_b))}}{2b} - bq_s \quad (2.18)$$

### 2.0.1.3 Teste Isócrono Modificado

Este teste supera a limitação do teste isócrono, que requer longos tempos de fechamento para atingir a pressão média do reservatório. No teste isócrono modificado, os períodos de fechamento têm a mesma duração, assim como os períodos de fluxo (figura 7).

A pressão final de fechamento antes do início do novo fluxo é usada como uma aproximação da pressão média do reservatório. O mesmo procedimento é normalmente repetido quatro vezes. Um ponto estabilizado (estado pseudoestável) geralmente é obtido no final do teste. Os testes isócronos modificados são comumente usados em poços de gás, porque exigem menos tempo e dinheiro para produzir resultados comparáveis aos dos testes isócronos.

A AOF pode ser calculada de forma semelhante ao teste isócrono, só que agora utiliza-se a última pressão estática em vez da pressão média do reservatório. A equação usada pode ser reescrita como:

$$\Delta m(p) = m(p_s) - m(p_f) = a_t q + bq^2 \quad (2.19)$$

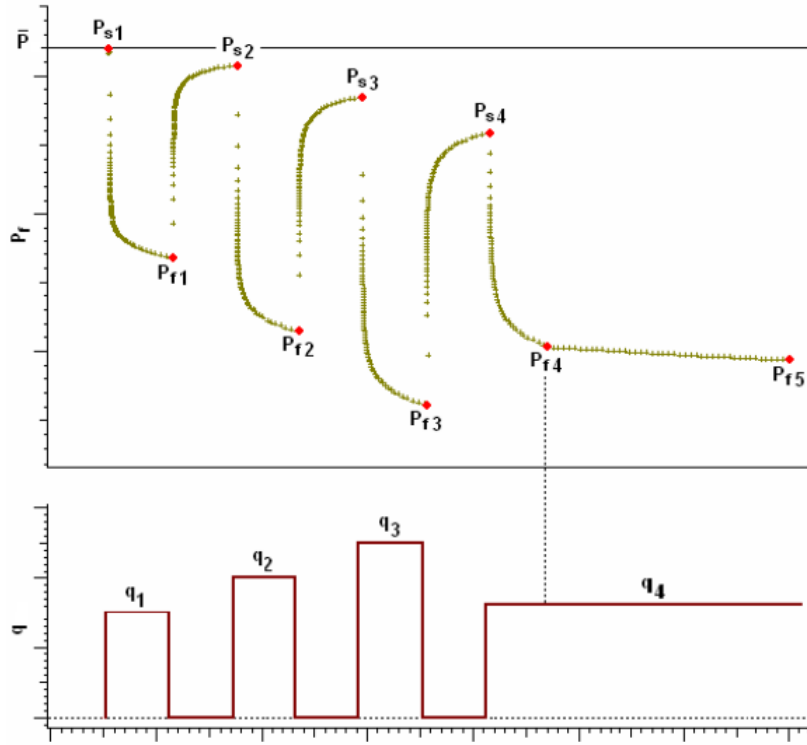


Figure 7: Teste Isócrono Modificado

onde

$$a_t = \alpha_p \frac{p_0 T}{T_0 k h} \left[ \ln \left( \frac{4 \alpha_t k t}{e^{\gamma} \phi (\mu c_t)_i r_w^2} \right) + S \right] \quad (2.20)$$

$$b = \alpha_p \frac{p_0 T D}{T_0 k h} \quad (2.21)$$

$p_s$  = Última pressão medida no período de estática

$\gamma = 0,57722$  – Constante de Euler

$b$  = Inclinação da reta do gráfico  $\frac{\Delta m(p)}{q} \times q$

E  $a$  calculado usando os dados do fluxo estendido (figura 8)

$$a_{t,s} = \left( \frac{m(p_s) - m(p_{f,s})}{q_s} \right) - b q_s \quad (2.22)$$

e a AOF através da equação:

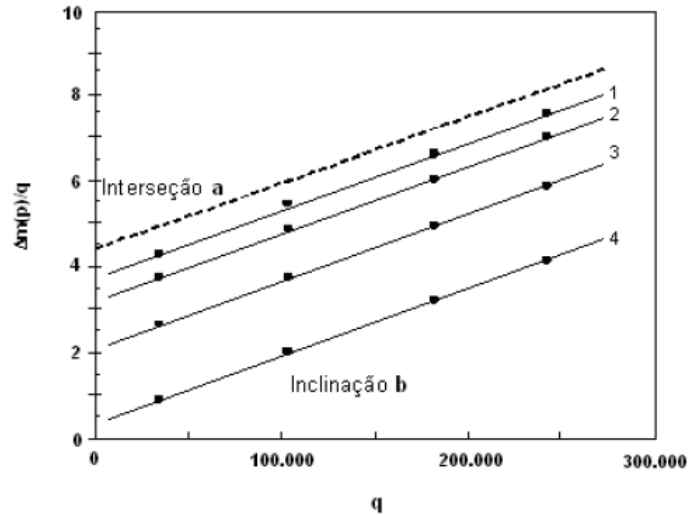


Figure 8: Interpretação Teste Isócrono Modificado

$$q_{AOF} = \frac{-a_{t,s} + \sqrt{a_{t,s}^2 + 4b(m(p_s) - m(p_b))}}{2b} \quad (2.23)$$

### Observações:

Para estimar o AOF, como é recomendado pela teoria, é necessário que os períodos de fluxo (FAF) ou o fluxo estendido (IM) durem até que a pressão seja influenciada pelas fronteiras. Na prática, para alguns casos não é possível esperar que as fronteiras sejam alcançadas, uma vez que, para permeabilidades inferiores a 1 mD, a estabilização da pressão ocorre depois de 100 ou mais horas, o que torna o teste muito longo. Autores mostram que o uso desses métodos sem que os períodos de fluxo durem até que as fronteiras tenham sido alcançadas apresentam erros na estimativa do AOF, devido ao erro no cálculo da inclinação da reta ( $n$ ).

## 2.0.2 Testes de Pressão

Os testes de fluxo e os testes de crescimento de pressão são os mais utilizados para estimar as propriedades do reservatório como a permeabilidade, a transmissibilidade e o fator de dano ou película - *Skin*.

### 2.0.2.1 Teste de Fluxo - Drawdown

O teste de fluxo é definido pela produção no poço a uma taxa (ou várias taxas) conhecida(s) e constante(s), enquanto a variação da pressão no fundo do poço em

função do tempo é registrada como mostra a figura 9.

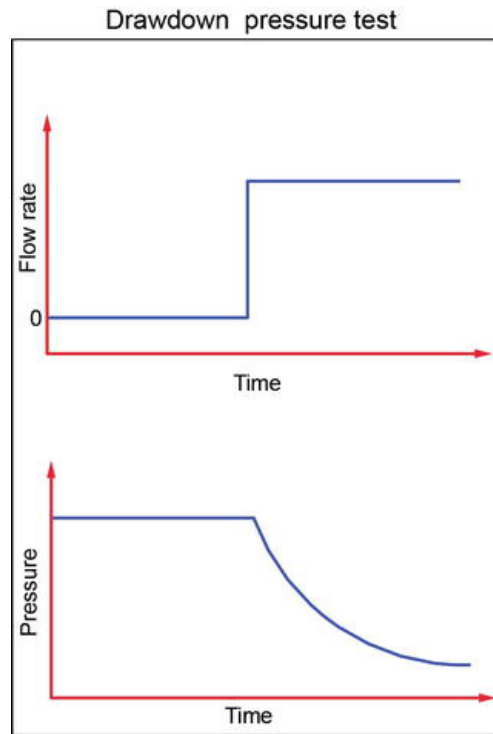


Figure 9: Teste de Fluxo - Drawdown

Os cálculos usados no teste de fluxo são baseados na solução da linha-fonte para o regime transiente. Negligenciando o efeito de turbulência, pode-se escrever a solução da linha fonte como:

$$m(p_i) - m(p_f) = 2,302 \left( \alpha_p \frac{p_0 q T}{T_0 k h} \right) \left[ \log(t) + \log \left( \frac{4\alpha_t k}{e^{\gamma} \phi (\mu c_t)_i r_w^2} \right) + 0,869 S \right] \quad (2.24)$$

Essa equação pode ser reescrita como:

$$m(p_i) - m(p_f) = m' q [\log(t) + \bar{S}] \quad (2.25)$$

onde

$$m' = 2,302 \left( \alpha_p \frac{p_0 T}{T_0 k h} \right) \quad (2.26)$$

$$\bar{S} = \log \left( \frac{4\alpha_t k}{e^{\gamma} \phi (\mu c_t)_i r_w^2} \right) + 0,869 S \quad (2.27)$$

Com histórico de produção discreto, a equação 2.24 (produto da superposição de

soluções de linha fonte) é reescrita como:

$$\frac{m(p_i) - m(p_f)}{q_n} = m' \sum_{j=1}^n \left[ \left( \frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \log(t - t_{j-1}) \right) \right] + m' \bar{S} \quad (2.28)$$

para  $q_n \neq 0$ . Plotando

$$\frac{m(p_i) - m(p_f)}{q_n} \times \sum_{j=1}^n \left[ \left( \frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \log(t - t_{j-1}) \right) \right] \quad (2.29)$$

Obtém-se uma reta. A permeabilidade pode ser determinada pela expressão:

$$k = 2,302 \left( \alpha_p \frac{p_0 T}{T_0 m' h} \right) \quad (2.30)$$

O skin pode ser determinado a partir do valor inicial de  $\left( \frac{\Delta p}{q} \right)$ :

$$S = 1,151 \left[ \left( \frac{\left( \frac{\Delta p}{q} \right)_i}{m'} \right) - \log \left( \frac{4\alpha_t k}{e^\gamma \phi (\mu c_t)_i r_w^2} \right) \right] \quad (2.31)$$

### 2.0.2.2 Teste de Crescimento de Pressão - Buildup

O teste de crescimento de pressão consiste em submeter o poço à um período de estática (vazão nula) após o mesmo ter sido submetido a um período de fluxo (Figura 10). Os dados de pressão contra o tempo são então medidos.

É válido ressaltar que, os dados de pressão medidos durante o período de fluxo normalmente apresentam muitos ruídos, e os dados de pressão medidos durante o período de estática contém menos ruído devido à vazão zero imposta no poço; portanto, na prática, utiliza-se mais os dados do período de estática para estimar os parâmetros de reservatórios.

A solução da linha-fonte para regime transiente com aplicação do princípio da superposição no tempo é a equação usada na interpretação do teste de crescimento de pressão (??):

$$m(p_s) = m(p_i) - 2,302 \left( \alpha_p \frac{p_0 q T}{T_0 k h} \right) \log \left( \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (2.32)$$

Onde  $t_p$  é o tempo de produção e  $\Delta t$  é o tempo no período de estática.



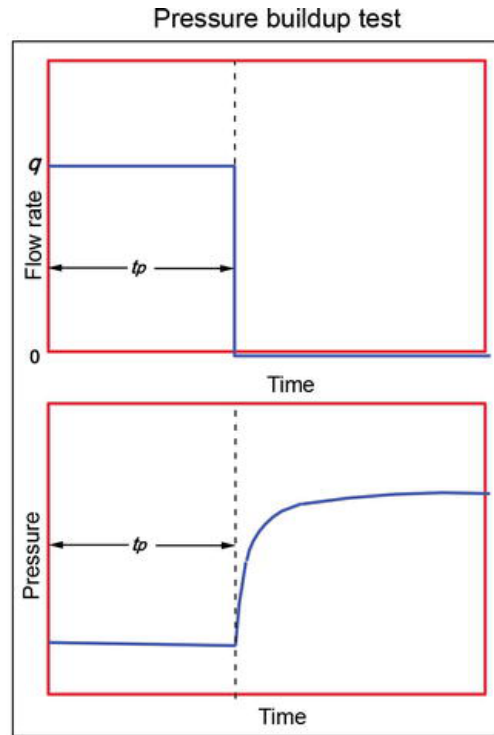


Figure 10: Teste de Crescimento de Pressão - Buildup

A forma da equação 2.32 sugere que a permeabilidade seja estimada através da inclinação( $m$ )da reta semilog de  $m(p_s) \times \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$ , da forma

$$k = 2,302 \left( \alpha_p \frac{p_0 q T}{T_0 m h} \right) \quad (2.33)$$

e o skin através da equação:

$$s' = 1,151 \left[ \frac{m(p_{1hr}) - m(p_f)}{m} - \log \left( \frac{a \alpha_t k}{e^{\gamma} \phi (\mu c_t)_i r_w^2} \right) \right] \quad (2.34)$$

Onde:

$m(p_{1hr})$  = Pseudo – Pressão para  $\Delta t = 1hr$

$m(p_f)$  = Última pressão antes do período de estática.

### 2.0.2.3 Efeito do Fluxo Não-Darcyano em Testes em Poços de Gás:

A principal diferença entre os testes de poços de gás e óleo vem do fato de que o skin total de um poço de gás tem duas componentes e uma delas é dependente da vazão. Por causa disso, um poço de gás precisa ser testado, no mínimo, com duas vazões diferentes, para podermos avaliar o modelo de skin pela relação de Forch-

heimer (??). Sendo assim o skin pode ser separado em dois termos:

1. Fator de Película mecânico: Dano à área próxima ao poço que é causado pelas operações de perfuração, completação e produção do poço.
2. Fator de Película devido ao fluxo não-Darcyano (ou skin dependente da vazão): é uma forma de medir o efeito da compressão do fluido e caminhos de fluxo não radiais devido altas taxas de fluxo através de meios porosos próximos ao poço. É uma função linear da vazão e pode ser representada pelo coeficiente de fluxo não Darcyano, D.

Smith, Swift e Kiel apresentaram resultados significativos para análises de testes de poços de gás, incluindo o coeficiente de fluxo não-darcyano. Basicamente, os resultados indicam que o fluxo não Darcyano leva a uma queda de pressão adicional perto do poço que pode ser tratado como um efeito de película dependente da vazão. Ou seja, o *skin* normalmente calculado para testes Drawdown e Buildup realizados por tempo suficiente para evitar efeitos de estocagem do poço são, na verdade, um efeito de película que inclui, além dos danos causados ao poço por estimulação, efeitos de canhoneio, penetração parcial, também o fluxo não-Darcyano.

Swift e Kiel apresentaram um método alternativo que pode ser usado para ambos os testes que é calcular o efetivo fator de película - S de dados de teste de longa duração.

Para testes Buildup:

$$S' = 1,151 \left[ \left( \frac{p_{1hora}^2 - p_{wp}^2}{m'} \right) - \log \left( \frac{k\bar{p}}{\phi\bar{\mu}S_g r_w^2} \right) + 3,23 \right] \quad (2.35)$$

Para Drawdown, a mesma equação pode ser usada se  $P_{1hora}$  for substituído por  $P_i$  e  $P_{wp}$  é substituído por  $P_{1hora}$ .

A equação 2.35 é baseada no pressuposto que o tempo de fluxo antes do fechamento é muito maior do que o tempo de Buildup de uma hora. Isso geralmente é uma suposição válida, mas deve-se ter cuidado quando essas equações são aplicados a testes *drill-stem* ou qualquer teste Buildup envolvendo um período de produção muito curto em que os efeitos da estocagem não possam ser negligenciados. O fator de película eficaz S' deve ser calculado em pelo menos dois testes diferentes de Drawdown e/ou Buildup em duas diferentes vazões constante,  $q_1$  e  $q_2$ , porque:

$$S' = S + Dq \quad (2.36)$$

Um gráfico de  $S' \times q$  deve resultar em uma linha reta.

$D$  = Inclinação da reta – Constante de fluxo não – Darcyano

$S$  = Verdadeiro fator de película

Válida para poços revestidos onde a alta velocidade ocorre devido ao fluxo convergente para os canhoneados (cerca de 50x maior que em casos de poço aberto) ou em poços com completação com gravel packer, não podendo ser aplicado em poços hidraulicamente fraturados. (??)

Esse verdadeiro fator de película, que pode ser encontrado extrapolando a linha reta ( $q = 0$ ), inclui todas as resistências ao fluxo próximas ao poço, ou seja, todos os fatores que alteram a permeabilidade ao seu redor e pode ser decomposto em:

$$S = S_k + S_{penet.} + S_{canhoneio} + \dots \quad (2.37)$$

O que permite estimar o resultado de uma operação de estimulação específica.

Uma observação importante em testes de poços de gás é que o efeito de fluxo não-Darcyano pode causar uma severa queda de pressão que parece ser do dano do poço e pode realmente obscurecer o efeito das fraturas perto do poço e a interpretação errada deste resultado pode levar a estimulação ineficaz e desnecessária.

Para casos em que não é possível avaliar o teste para duas vazões de fluxo diferentes, a magnitude do coeficiente de fluxo não-Darcyano pode ser estimado a partir de correlações da literatura (??):

$$D = \frac{2.715 \times 10^{-15} \beta M p_{sc} k}{\mu T_{sc} h r_w} \quad (2.38)$$

Onde:

$D$  = Coeficiente de Fluxo Não – Darcyano  $[Mscf/D]^{-1}$

$\beta = 1.88 \times 10^{-10} k^{-1.47} \phi^{-0.53}$

$M$  = Massa Molecular do Gás  $[lbm/lb - mol]$

$P_{sc}$  = Pressão Padrão – medir o volume de gás padrão  $[psia]$

$T_{sc} = \text{Temperatura Padrão} - \text{medir o volume de gás padrão } [^{\circ}R]$

$\mu_{g,wf} = \text{Viscosidade do Gás avaliada } p_{wf} [cp]$

A equação 2.38 é obtida a partir da integração da equação de Forchheimer entre o raio de drenagem  $r_d$  até o raio do poço  $r_w$ .

Muitos autores tem considerado vários aspectos do fluxo não-darcyano. Warren fez uso da simulação para modelar testes transientes de pressão em que combinou um fluxo multivazão e em sequência um teste buildup; ele observou que as derivadas da pressão nos tempos finais de duração dos efeitos de estocagem - quando o fluxo não-Darcyano está presente - tem uma inclinação muito mais acentuada do que para situações em que apenas o skin mecânico está presente. Na base desta observação, Warren propôs, para testes buildups, que o comportamento íngreme da derivada durante a transição da estocagem do poço seja um diagnóstico para a presença do fator de película não-darcyano.

Já Spivey propôs um algoritmo para apresentar os resultados do modelo de fluxo não-darcyano em forma de curvas tipo - gráficos log-log da pressão e da derivada da pressão - dada sua importância como ferramenta de identificação de regime de fluxo. O algoritmo usa a discretização da integral de convolução de forchheimer e é escrito explicitamente na forma adimensional, facilitando o desenvolvimento das curvas tipo.

Algumas conclusões foram tiradas a partir da análise dos gráficos diagnósticos gerados:

1. A resposta da derivada da pressão para um teste buildup em um poço com coeficiente de estocagem e fluxo não-darcyano exibe uma inclinação muito mais acentuada durante a transição entre a estocagem e a região de tempo médio do que para um poço que não apresenta fluxo não-darcyano. Consequentemente, a estocagem do poço terminará muito mais cedo do que no caso do skin Darcyano.
2. As curvas tipo em testes buildup e drawdown no modelo de Gringarten e Bourdet (sem efeitos de fluxo não-darcyano) coincidem, enquanto que a natureza não linear do modelo de skin não-Darcyano resulta em formas diferentes da resposta da pressão para esses dois testes.
3. A resposta da pressão para o fluxo não-Darcyano na completação difere daquele para fluxo não-Darcyano no reservatório em que a derivada de transição, no último caso, é muito mais gradual para pequenos valores de CD. Conforme o CD aumenta, a resposta da pressão para o fluxo não-Darcyano no reservatório se

aproxima da resposta de fluxo não-Darcyano através da completação.

Portanto, mesmo quando a qualidade dos dados proíbe uma estimativa única do grau de comportamento não-Darcyano, muitas vezes pode ser possível identificar a presença de comportamento não Darcyano a partir da forma da derivada da pressão durante um teste buildup.(??).

## **3      *Metodologia***

Apresenta-se neste capítulo a metodologia científica a ser utilizada no desenvolvimento deste trabalho. Inclui-se informações sobre a motivação para o tema, classificação da pesquisa (área da pesquisa), instrumentos utilizados (materiais, equipamentos, softwares), dados, experimentos/ensaios/simulações e formas de análise e interpretação.

### **3.1    Motivação Para o Tema**

A extração de óleo e gás é uma atividade complexa que demanda grandes investimentos. Para evitar desperdícios de tempo e recursos, e otimizar a quantidade de hidrocarbonetos a serem recuperados numa jazida, todas as operações de produção precisam ser estudadas previamente, através dos modelos físicos e matemáticos, que permitem prever a viabilidade da operação a ser realizada.

Em alguns casos, os modelos matemáticos que representam o sistema de poços e o reservatório são extremamente complexos, e não é possível resolver estes problemas matemáticos de forma analítica. Nestes casos, a análise do problema é feita através de simuladores numéricos, que resolvem o modelo matemático com o auxílio do computador. As tomadas de decisões, que envolvem o investimento de milhões ou bilhões de dólares para cada campo, são então fortemente dependentes dos estudos de simulação, que poderiam ser feitos com simuladores comerciais, porém estes simuladores apresentam, pelo menos, três desvantagens importantes:

1. Foram projetados para resolver problemas em escalas espaciais e temporais diferentes das envolvidas em alguns dos problemas a serem estudados. Os simuladores usualmente encontrados no mercado foram desenvolvidos para avaliar a viabilidade econômica e rentabilidade de projetos de produção, otimização da localização e quantidade de poços para produção de um campo, cálculo do potencial de produção, seleção do melhor método de recuperação secundária

e/ou avançada, estudo da sensibilidade dos resultados obtidos aos parâmetros de entrada do modelo, cálculo do fator de recuperação, estimativa de recursos e reservas, entre outros. Estes são problemas na escala de campo, que requerem da solução intervalos de tempo de meses ou anos, enquanto que o simulador desenvolvido no presente trabalho investigaria apenas uma região na vizinhança do poço, com extensão na ordem dos metros, em intervalos de tempo da ordem dos minutos ou horas.

2. Os modelos empregados nesses simuladores comerciais são fechados, conhecidos como modelos “caixa-preta”, nos quais o usuário não tem acesso aos detalhes do processo de simulação e não tem a possibilidade de alterar e adaptar as funções originais para a solução do seu problema específico, tampouco acrescentar outras funcionalidades.
3. A terceira desvantagem desses simuladores é o seu alto custo. O investimento para se obter uma licença desses softwares é alto e, adicionalmente, estes programas sofrem frequentes evoluções e são substituídos por versões atualizadas, obrigando muitas vezes a novos investimentos e a necessidade de suporte técnico e manutenção dispendiosas.

Como alternativa a esses simuladores comerciais, este projeto propõe o desenvolvimento de um simulador numérico, específico para solução de problemas de análise de testes de pressão em poços de gás. Estas simulações permitirão estudar e avaliar o desempenho do reservatório ao longo do tempo, sob os mais variados cenários e situações, uma vez que permite analisar a influência de diversos parâmetros. Outra vantagem do trabalho desenvolvido é que servirá como plataforma, a partir da qual podem ser acrescentadas outras funções, por outros estudantes e pesquisadores. Por ser de código aberto, o programa não exigirá uma licença restritiva para sua distribuição e os usuários poderão ter acesso ao seu código fonte e liberdade para adaptá-lo às suas necessidades e estudos de casos específicos.

## **3.2 Classificação da Pesquisa**

Podemos classificar o tipo de pesquisa sob diferentes aspectos, a seguir, fazemos a classificação deste trabalho quanto ao fim, quanto ao tipo de modelagem e quanto ao tipo de análise.

### **3.2.1 Quanto ao fim, área, sub-área, tema específico e disciplinas relacionadas**

- Quanto ao fim:
  - A pesquisa desenvolvida é classificada como aplicada, já que busca gerar conhecimento para a aplicação prática e dirigida da solução de problemas que contem objetivos anteriormente definidos.
- Área e sub-área de estudo:
  - Trabalho desenvolvido na área de Engenharia de Reservatórios, na sub-área de Simulação Numérica de Reservatórios. Aborda também aspectos da área de Engenharia de Poços, mais especificadamente operações de estimulação quando o objetivo é diminuir o dano à formação.
- Subordinação do tema a áreas do conhecimento científico:
  - Métodos Numéricos.
- Disciplinas relacionadas:
  - Engenharia de Reservatórios, Avaliação de Formações, Engenharia de Poços, Modelagem Numérica-Computacional e Programação.
- Áreas não incluídas:
  - Áreas da engenharia de poços relacionadas à estimulação ácida, fraturamento hidráulico, entre outras operações de estimulação também estão relacionadas mas não serão consideradas.

### **3.2.2 Quanto ao tipo de modelagem**

O presente trabalho é de caráter numérico-computacional, pois envolve o estudo de modelos numérico-computacionais e o desenvolvimento de algoritmos e programas que dão resposta ao problema proposto. A modelagem físico-matemática do problema é desenvolvida a partir da Equação da Difusividade Hidráulica (EDH) adaptada para o caso de fluidos compressíveis. Na parte da modelagem numérico-computacional a discretização da equação está baseada no método dos volumes finitos e o avanço temporal das equações não-lineares resultantes é totalmente implícito, de acordo com o



método de Newton-Raphson, com Jacobiano calculado de forma semi-analítica. Para obter a solução do problema, foi construído o simulador no *software* Matlab, linguagem C, grid definido em coordenadas cilíndricas ( $r$ ,  $z$ ). A verificação, validação e comparação é feita com modelos analíticos da literatura.

### **3.2.3 Quanto ao tipo de análise**

Quanto ao tipo de análise podemos classificar a pesquisa em em indutiva, pois, partindo de um número limitado de resultados de simulações numéricas obtém conclusões que se aplicam em casos gerais.

### **3.2.4 Limitação do trabalho**

Apresenta-se nesta seção...

#### **3.2.4.1 Limitações espaciais:**

- O trabalho refere-se ao comportamento de uma porção relativamente pequena de um reservatório, na vizinhança de um poço produtor. A intensão do trabalho é a de capturar eventos que acontecem nas escalas de centímetros até centenas de metros.

#### **3.2.4.2 Limitações temporais**

- O estudo está focado na escala temporal usual de um teste de pressão, ou seja, limitada a alguns dias, mas incluindo a análise de dados amostrados em intervalos de minutos ou horas.

#### **3.2.4.3 Limitações quanto ao setor da indústria**

- O presente trabalho estabelece um estudo ligado a engenharia de reservatórios, mais especificadamente a simulação de reservatórios, teste de pressão em poços, mas que exige conhecimentos das propriedades dos fluidos, da rocha, aspectos da engenharia de poços como estimulação e fraturamento, domínio das técnicas de modelagem matemática-computacional e linguagem de programação.

#### **3.2.4.4 Limitações quanto a fase do empreendimento atingida**

- O trabalho visa mostrar as limitações na aplicabilidade do conceito de pseudo-pressão, na análise de testes de pressão em reservatórios de gás, e do conceito de fator de película dependente da vazão, na análise de testes quando os efeitos não-darcyanos são importantes. As simulações realizadas forneceram dados suficientes para formular conclusões a respeito das duas situações.

#### **3.2.4.5 Limitações quanto aos componentes atingidos**

- Todos os componentes da pesquisa foram alcançados.

### **3.2.5 Pressupostos**

- Para o presente estudo vamos trabalhar sobre dados disponíveis em livros e artigos.

## **3.3 Hipóteses**

Nesta seção serão apresentadas as hipóteses utilizadas no desenvolvimento do trabalho.

### **3.3.1 Hipóteses subjacentes**

Não se aplica.

### **3.3.2 Hipóteses de trabalho**

1. Propriedades das rochas: O meio poroso será caracterizado pela permeabilidade absoluta,  $k$ , e pelo coeficiente de Forchheimer,  $\beta$ , que podem ser heterogêneos e são assumidos constantes na condição de reservatório. A porosidade,  $\phi$ , também pode ser heterogênea, mas é função da pressão. A compressibilidade efetiva da formação será considerada pequena e constante;
2. Propriedades da rocha: Como premissa é considerado que o reservatório e os fluidos se mantêm a temperatura constante durante o processo simulado, portanto suas propriedades dependerão apenas da pressão. O óleo e a água são

considerados fluidos ligeiramente compressíveis, enquanto que o gás é considerado compressível, sendo seu comportamento determinado pela equação de estado de gás real;

3. Condições do reservatório: Geometria circular selado, com um poço que penetra totalmente a formação. A vazão no poço, medida em condição padrão, é prescrita e pode ser função do tempo;
4. Efeito Não-Darcyano: É representado pela equação de Forchheimer. O modelo empregado representa os efeitos de inércia devidos à alta velocidade que pode ocorrer nas proximidades do poço;
5. As equações que regem o escoamento monofásico são desenvolvidas em coordenadas cilíndricas;
6. Não serão considerados os efeitos gravitacionais;
7. A discretização é dada pelo método de volumes finitos;
8. A solução do sistema não-linear é completamente implícita, pelo método de Newton-Raphson;
9. Os critérios de convergência são baseados na norma dos resíduos e no balanço de materiais;
10. As verificações do simulador serão realizadas a partir de equações analíticas presentes na literatura e métodos de interpretação baseados em gráficos log-log.

## **3.4 Instrumentos**

### **3.4.1 Materiais**

### **3.4.2 Softwares**

- O simulador numérico foi desenvolvido no *Software* Matlab, versão R2020a.

## **3.5 Dados**

- Os dados utilizados nas simulações foram retirados de artigos científicos e livros da referência bibliográfica.

## 3.6 Experimentos - Ensaaios e Simulações

### 3.6.1 Simulações computacionais

- As simulações realizadas serão cenários fictícios, cujos dados do sistema poço-reservatório serão extraídos de artigos. Serão analisados diversos passos iniciais de tempo, variações do raio externo do reservatório e sua influência nos resultados, variação na vazão e a consequência disso no fator de película - *Skin*.
- Para determinar a convergência do método de Newton-Raphson, usado para resolver iterativamente as equações, serão empregados dois critérios, baseados na norma dos resíduos e no balanço de materiais. Os critérios são normalizados com características particulares de cada simulação, para torná-los independentes do problema. Valores entre  $10^{-5}$  e  $10^{-4}$  para a norma dos resíduos e  $10^{-8}$  e  $10^{-7}$  para o balanço de materiais serão considerados adequados para a simulação do escoamento monofásico de gases reais.
- Para verificar a precisão do simulador numérico de reservatórios desenvolvido serão realizadas comparações com soluções analíticas disponíveis. No caso do escoamento de gases reais, embora não esteja disponível uma solução analítica simples, é feita uma comparação qualitativa com as soluções para líquido, levando em conta as conclusões apontadas por Wattenbarger and Ramey Jr. (1968) e Reynolds et al. (1987). Estes autores observaram que, durante o regime radial, a solução do problema não-linear é similar à solução analítica para líquidos, quando comparada em termos da pseudopressão adimensional e do tempo adimensional, calculado com as propriedades iniciais do sistema.

## 3.7 Estudos Estatísticos

- Não foram realizadas análises estatísticas, pois as soluções analíticas e numéricas empregadas são totalmente determinísticas.



## ***Referências***

## ***Índice Remissivo***

### **A**

Acrônimos, xiii  
Alfabeto Grego, xi  
Alfabeto Latino, xi

### **C**

Classificação da Pesquisa, 24

### **D**

Dados, 28  
dedicação, iv

### **E**

Escopo do Problema, 1  
Estudos Estatísticos, 29  
Experimentos, 29

### **H**

Hipóteses, 27

### **I**

Introdução, 1

### **L**

Limitações, 26

### **M**

Materiais, 28  
Metodologia, 23  
Motivação Para o Tema, 23

### **N**

Nomenclatura, xi

### **O**

Objetivos, 3  
Organização do Documento, 4

### **R**

Revisão Bibliográfica, 5

### **S**

Símbolos, xiii  
Simulações, 29  
Softwares, 28  
Sub-índices, xii  
Super-índices, xii

### **T**

Tipo de modelagem, 25