

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Dissertação Apresentada à
Faculdade de Engenharia de Campinas
Como Requisito Parcial à Obtenção do

Título de Mestre em Engenharia de Petróleo

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À MEDAÇÃO FINAL
DA TESE DEFENDIDA PELO ENG. MILTON DE OLIVEIRA
SANTOS JÚNIOR. É APROVADA PELA COMISSÃO JULGADORA
EM 11/12/90

Kelsen Valente Serra

RESERVATÓRIOS DE GÁS EM SOLUÇÃO:

ANÁLISE DO TRANSIENTE E CURVAS DE PERFORMANCE

Autor : Milton de Oliveira Santos Júnior *61/90*

61/90 Orientador : Kelsen Valente Serra *

Dezembro, 1990

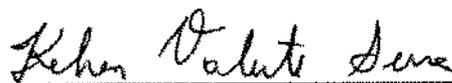
UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

A dissertação "Reservatórios de Gás em Solução: Análise do Transiente e Curvas de Performance", elaborada por Milton de Oliveira Santos Júnior e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Sub-Comissão de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 11 de dezembro de 1990.

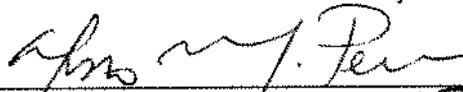
Banca Examinadora



Kelsen Valente Serra, PhD.



Antônio Cláudio F. Corrêa, PhD.



Alvaro M. M. Peres, PhD.

Aos meus pais, Milton e Lenira, pela educação recebida, à
minha esposa, Andréa, pela compreensão e apoio durante toda fase
de elaboração deste trabalho.

AGRADECIMENTOS

Ao Dr. Kelsen Valente Serra, pelo incentivo e orientação.

Aos colegas do curso que, ao propiciarem um convívio solidário e amigável, tornaram mais amena a dura tarefa empreendida, em especial, ao engenheiro Luciano Fernando do Santos Rossi por ter colaborado enormemente na apresentação deste trabalho.

ABSTRACT

This work investigates the behavior of solution-gas-drive reservoirs during both transient and boundary dominated flow periods. The main objective of this work is to obtain relative permeability curves from well test data. The relative permeability curves are generally obtained from laboratory analysis. However, laboratory conditions hardly reflect the reservoir conditions. Therefore, the curves obtained under these conditions have a considerable amount of uncertainty.

This work presents a new procedure to obtain these curves directly from field data. For this end, one needs to measure the solution gas-oil ratio and pressure versus time data at bottom hole conditions.

This work also investigates procedures to calculate well performance during the boundary-dominated flow period. Several methods available in the literature are presented and compared in order to develop a general background and understanding of the performance curves.

RESUMO

Este trabalho investiga o comportamento de reservatórios de gás em solução. A primeira parte do trabalho considera o regime de fluxo transiente. Uma das características mais importantes para o estudo de reservatórios são as curvas de permeabilidade relativa. A obtenção dessas curvas se faz geralmente com o uso de correlações e de análise de laboratórios. As condições de laboratório para a obtenção dessas curvas, entretanto, dificilmente reproduzem as condições "in situ" do reservatório e os parâmetros determinados dessa forma contêm um grau de incerteza considerável.

Esta primeira etapa do trabalho apresenta uma nova proposta para a obtenção de curvas de permeabilidade relativa, ou efetiva, a partir de dados de teste de fluxo em poços. A utilização do método proposto requer que a pressão de fundo e a razão gás-óleo em função do tempo sejam conhecidas.

A segunda parte desta dissertação trata de curvas de performance. Faz-se um estudo dos diversos parâmetros que afetam as curvas de performance com o uso de um modelo numérico simplificado. Os métodos mais usados para a determinação de curvas de performance são apresentados e suas limitações são apontadas, fornecendo subsídio para o uso mais criterioso dessas curvas.

NOMENCLATURA

| | |
|-----------|--|
| A | - Área, $[L]^2$ |
| B_0 | - Fator volume formação de óleo |
| C_i | - Constantes $i = 1, 2, 3, \dots$ |
| C_{oi} | - Compressibilidade inicial do óleo |
| IP | - Índice de Produtividade |
| IPR | - Curva de Performance (Inflow Performance Relationship) |
| K | - Permeabilidade absoluta, $[L]^2$ |
| K_g | - Permeabilidade efetiva ao gás, $[L]^2$ |
| K_o | - Permeabilidade efetiva ao óleo |
| K_{rg} | - Permeabilidade relativa ao gás |
| K_{ro} | - Permeabilidade relativa ao óleo |
| P | - Pressão, $[M]^{-2} [L]^{-1} [T]^{-1}$ |
| \bar{P} | - Pressão média, $[M]^{-2} [L]^{-1} [T]^{-1}$ |
| P_i | - Pressão inicial, $[M]^{-2} [L]^{-1} [T]^{-1}$ |
| P_{wf} | - Pressão de fundo no poço, $[M]^{-2} [L]^{-1} [T]^{-1}$ |
| q_g | - Vazão de gás, $[L]^3 [T]^{-1}$ |
| q_{gt} | - Vazão total de gás, $[L]^3 [T]^{-1}$ |
| q_o | - Vazão de óleo, $[L]^3 [T]^{-1}$ |
| r | - raio, [L] |
| r_a | - Raio de expansão de Weller, [L] |
| r_s | - Raio da zona danificada, [L] |
| RGO | - Razão gás-óleo no poço |
| R_r | - Razão gás-óleo "in situ" |
| R_s | - Razão de solubilidade |

- s - Efeito de película
- λ - Índice de distribuição de poros
- S - Saturação
- ϕ - Porosidade
- μ - Viscosidade, $[M] [L]^{-1} [T]^{-1}$

Subscritos

- o - óleo
- g - gás
- wi - água irreducível

SUMÁRIO

| | |
|-----------------------|--------|
| Agradecimentos..... | iv |
| Abstract..... | v |
| Resumo..... | vi |
| Nomenclatura..... | vii |
| Sumário..... | ix |
| Lista de Figuras..... | xi |
| Lista de Tabelas..... | xiii |
| | página |

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

| | |
|---|---|
| 1.1 Revisão Bibliográfica 1..... | 1 |
| 1.2 Revisão Bibliográfica 2..... | 4 |
| 1.3 Formulação Física e matemática..... | |
| do problema..... | 7 |
| 1.4 Desenvolvimento da tese..... | 9 |

CAPÍTULO 2 - ANÁLISE DO TRANSIENTE

| | |
|--|----|
| 2.1 Introdução..... | 12 |
| 2.2 Derivação de um Método para a obtenção de curvas de Permeabilidade relativa a partir de um teste de fluxo..... | 13 |
| 2.3 Resultados..... | 26 |
| 2.4 Conclusões..... | 43 |

CAPÍTULO 3 - CURVAS DE PERFORMANCE DE PRODUTIVIDADE

| | |
|----------------------------|----|
| 3.1 Introdução..... | 44 |
| 3.2 Trabalho de Vogel..... | 45 |

| | | |
|---------|--|----|
| 3.2.1 | Apresentação..... | 45 |
| 3.2.2 | Limitações..... | 48 |
| 3.2.3 | Incorporação do Efeito de Película.por Standing.. | 53 |
| 3.2.4 | Incorporação do Efeito de Película..... | 63 |
| 3.2.5 | Conclusões..... | 65 |
| 3.3 | Trabalho de Fetkovitch..... | 69 |
| 3.3.1 | Apresentação..... | 69 |
| 3.3.2 | Discussão sobre o Valor do Expoente n..... | 71 |
| 3.3.3 | Conclusões..... | 73 |
| 3.4 | Determinação de Curvas de IPR..... | 73 |
| 3.4.1 | Procedimentos..... | 74 |
| 3.4.1.1 | Procedimento A: Dispondo de Curvas de Permeabilidade Relativa, dados PVT e dados de teste..... | 74 |
| 3.4.1.2 | Procedimento B: Dispondo de Dados PVT de fluidos de dados de teste..... | 78 |
| 3.4.1.3 | Procedimento C: Dispondo apenas de dados de teste | 79 |
| 3.4.2 | IPR Composta..... | 80 |
| 3.4.2.1 | Validade Analítica..... | 81 |
| 3.4.2.2 | Validade Numérica..... | 83 |
| 3.5 | Conclusões..... | 85 |
| | <u>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</u> | 86 |
| | <u>APÊNDICE A - Dados PVT e de permeabilidade</u> | 89 |

| | | |
|--------------------------|---|----|
| <u>APÊNDICE B</u> | - Derivação de um método aproximado para cálculo de performance de reservatórios de gás em solução..... | 92 |
|--------------------------|---|----|

APÊNDICE C

| | |
|--|-----|
| - Incorporação do efeito de película à performance de reservatórios de gás em solução..... | 100 |
|--|-----|

LISTA DE FIGURAS

| | página |
|--|--------|
| Figura 2.1 - Saturação de óleo contra tempo adimensional..... | 19 |
| Figura 2.2 - Permeabilidade relativa ao óleo contra tempo adimensional..... | 22 |
| Figura 2.3 - Razão gás-óleo contra tempo adimensional.... | 27 |
| Figura 2.4 - Saturação de óleo contra tempo adimensional..... | 29 |
| Figura 2.5 - Razão gás-óleo contra tempo adimensional.... | 30 |
| Figura 2.6 - Saturação de óleo contra tempo adimensional..... | 31 |
| Figura 2.7 - Razão de permeabilidade contra | |

| | |
|---|----|
| saturação de óleo..... | 33 |
| Figura 2.8 - Diferença de pressão contra tempo adimensional..... | 34 |
| Figura 2.9 - Diferença de pressão contra tempo adimensional | 41 |
| Figura 3.1 - Curva Q_o contra P_{wf} | 50 |
| Figura 3.2 - Efeito da depleção, Q_o contra P_{wf} | 51 |
| Figura 3.3 - Curva de referência de Vogel..... | 52 |
| Figura 3.4 - Efeito da pressão de bolha, Q_o contra P_{wf} .. | 53 |
| Figura 3.5 - Efeito da permeabilidade, Q_o contra ΔP | 54 |
| Figura 3.6 - Efeito da saturação de gás crítica, Q_o contra P_{wf} | 55 |
| Figura 3.7 - Efeito do raio do reservatório, Q_o contra P_{wf} | 56 |
| Figura 3.8 - Efeito do grau API do óleo..... | 57 |
| Figura 3.9 - Curvas de Standing..... | 58 |
| Figura 3.10 - Curvas normalizadas, $Q_o \times P_{wf}$, com nova definição de eficiência de fluxo..... | 66 |
| Figura 3.11 - Curva de IPR normalizada..... | 67 |
| Figura 3.12 - Curva de IPR normalizada..... | 68 |
| Figura 3.13 - $Q_o \times (\bar{P}^2 - P_{wf}^2)$ | 72 |
| Figura 3.14 - Pressão x Tempo, modelo de Weller..... | 76 |
| Figura 3.15 - Vazão x Tempo adimensional..... | 77 |
| Figura 3.16 - Q_o contra P_{wf} , simulador..... | 84 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 2.1 - Saturação de óleo contra pressão..... | 37 |
| Tabela 2.2 - Permeabilidade efetiva contra pressão..... | 39 |
| Tabela 2.3 - Saturação de óleo contra pressão..... | 40 |
| Tabela 2.4 - Permeabilidade efetiva contra pressão..... | 42 |

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO

1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 1

O problema do fluxo multifásico em um meio poroso foi equacionado matematicamente, de modo pioneiro, por Muskat e Meres [1] (1936). Nesse caso, fluxo multifásico, as equações diferenciais parciais obtidas são não-lineares e a obtenção de solução analítica, em geral, é difícil. Isso levou, mais tarde, muitos pesquisadores a tentarem soluções analíticas através do uso de técnicas de linearização dessas equações. As soluções analíticas obtidas desse modo buscam dar um sentido prático à análise de testes multifásica. Um dos primeiros trabalhos a tratar da análise de testes em reservatórios de gás em solução foi o de Perrine [2] (1956). Ele estabeleceu que a solução da equação diferencial para fluxo multifásico pode ser obtida pela solução da equação para fluxo monofásico, substituindo a compressibilidade monofásica pela compressibilidade total e a mobilidade monofásica pela mobilidade total.

Martin [3] (1959) deu uma base teórica à aproximação de

Perrine e constatou que as simplificações dessa análise eram justificadas desde que gradientes de pressão e saturação fossem considerados pequenos.

Weller [4] (1966), partindo das equações básicas do escoamento de óleo e gás e usando a hipótese de dessaturação constante no período dominado por fronteiras desenvolveu um modelo numérico simplificado para solução do fluxo de óleo e gás e verificou que a aproximação de Perrine falha quando a saturação de gás aumenta.

Fetkovich [5], intuitivamente, propôs uma expressão similar à pseudo-pressão usada no gás real para a análise do fluxo de óleo e gás no reservatório. Recomendou o uso de uma expressão logarítmica para o fluxo transiente multifásico em termos da pseudo-pressão (convencionalmente usada para fluidos pouco compressíveis). A expressão sugerida tem a seguinte forma:

$$Q_o = c_1 \frac{K_h}{(0.5 \ln t_0 + 0.404 + s)} \left[m(P_i) - m(P_{wf}) \right]$$

Na equação acima Q_o é a vazão volumétrica de óleo em condições de tanque, s é o efeito de película, K , a permeabilidade, e h a espessura do reservatório. O tempo adimensional é definido como:

$$t_D = \frac{c_2 K (K_{ro} / \mu_o) i t}{\phi (C_t) i r_w^2}$$

c_1 e c_2 são constantes que dependem do sistema de unidades e o subscrito i significa condições iniciais. A função $m(p)$ é definida abaixo.

Raghavan [6] (1976) apresentou métodos de cálculo da pseudo-pressão, definida anteriormente por Fetkovich, e comprovou numericamente a validade da solução logarítmica do transiente. Em sua análise a relação saturação pressão necessária para o cálculo da pseudo-pressão, $m(P)$,

$$m(P) = \int_P^{P_i} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} dP$$

é conseguida através da equação que relaciona RGO com pressão e razão de permeabilidades, K_{rg}/K_{ro} :

$$RGO = R_s + \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \frac{\mu_o B_o}{\mu_g B_g}$$

Uma vez que se tenha a pressão e RGO pode-se, com o uso da equação anterior, obter a relação entre saturação e pressão. Tendo-se a curva de K_{rg}/K_{ro} versus saturação e as curvas de propriedades PVT determina-se facilmente com a referida equação a relação entre saturação e pressão. Para isso é necessário o conhecimento das curvas de permeabilidade relativa.

O método de Raghavan [6] falha, no entanto, quando temos a saturação de gás menor do que a saturação crítica, i.e., quando $K_{rg}=0$ (permeabilidade relativa ao gás). Pois nesse caso será impossível obter uma relação entre saturação e pressão com o uso

da expressão anterior.

Bøe et alli [7] (1981) usando a transformada de Boltzmann e as equações de fluxo de óleo e gás, derivou uma equação diferencial ordinária que relaciona saturação de óleo e pressão para o período transiente. Essa equação pode ser usada para o cálculo da pseudo-função, desde que as curvas de permeabilidade relativa sejam conhecidas.

Serra [8] (1988) derivou uma equação ordinária que relaciona saturação e pressão, nos moldes da desenvolvida por Bøe, com a vantagem de não necessitar do conhecimento das curvas de permeabilidade relativa, (necessitando, entretanto, de valores de RGO versus pressão).

Como veremos, embora o procedimento de Serra [8] não necessite do conhecimento das curvas de permeabilidade relativa versus saturação de óleo, $K_r \times S_o$, , ainda enfrentamos um problema de ordem prática, o qual está ligado à impossibilidade da determinação exata dos valores iniciais de RGO a partir de medições de campo. Este trabalho apresenta meios de contornar e resolver esse problema.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 2

Até o advento do trabalho de Vogel [9], as performances de reservatórios de gás em solução eram baseadas no uso do índice de produtividade constante (princípio válido para reservatórios com fluido de pequena compressibilidade ou incompressível). O IP,

(relação $Q_0/\Delta P$, onde Q_0 é a vazão volumétrica em condições de superfície e ΔP a diferença entre pressão média do reservatório e pressão de fundo na face de formação) era considerado constante para uma dada pressão média, i.e., admitia-se uma reta relacionando Q_0 e ΔP , embora fosse do conhecimento geral, desde quando apontado por Evinger e Muskat [10] (1942), que a relação entre $Q_0 \times \Delta P$ não era linear quando fluxo bifásico de gás e óleo existia no reservatório. A razão para tal procedimento era a ausência de um método mais simples para o cálculo de performances.

Vogel [9] (1968) determinou empiricamente em seu trabalho, a partir do modelo numérico simplificado de Weller[4], uma curva generalizada que relaciona vazão e pressão por uma simples parábola, matematicamente descrita como:

$$\frac{Q}{Q_{0 \max}} = 1 - 0.2 \frac{P}{\bar{P}} - 0.8 \left(\frac{P}{\bar{P}} \right)^2$$

onde $Q_{0 \max}$ é o potencial do poço e \bar{P} é a pressão média do reservatório. P é a pressão de fluxo na face de formação e Q_0 a vazão fornecida em condições de superfície.

Standing [11], mais tarde, com a definição de eficiência de fluxo, e partindo da curva obtida por Vogel obteve curvas de IPR para poços com efeito de película (skin).

Brown [12] apontou que o procedimento de Standing levava a impossibilidades físicas quando o "skin" era negativo, pois seguindo este procedimento, um aumento no diferencial de pressão levava a vazões menores no poço.

Fetkovich [5] propôs uma relação entre vazão e diferencial de pressão similar à usada em poços de gás dada por

$$Q_o = J_o' \left(\bar{P}^2 - P^2 \right)^n$$

onde n e J_o' são parâmetros empíricos obtidos de testes. Em termos de $Q_{o_{\max}}$:

$$\frac{Q_o}{Q_{o_{\max}}} = J_o' \left(1 - \frac{P^2}{\bar{P}^2} \right)^n$$

Uma justificativa teórica para obtenção dessa relação de Fetkovich é conseguida admitindo-se que a razão $\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}$ varia linearmente com a pressão e usando-se a relação obtida por Evinger e Muskat [10] para cálculo da vazão em poços em reservatórios onde há fluxo de óleo e gás.

Klins e Majcher [13] utilizaram o modelo de Weller [4] para a análise da influência de vários parâmetros nas curva de referência de Vogel [9]. Inclusive do efeito de película.. Eles concluem que o "skin" não afeta o formato das curvas de IPR.

Camacho [14] verificou com um simulador "Black-Oil", que o caráter quadrático das curvas de IPR não é alterado pela presença do "skin". Define eficiência de fluxo de uma forma quadrática e obtém curvas de IPR levando em conta o dano (positivo ou negativo) medido por essa nova definição de eficiência de fluxo.

Essa segunda parte desta tese tem como uma das finalidades apresentar críticas e apontar limitações do que foi feito em

termos de curvas de IPR e propor procedimentos para uso mais adequado das mesmas.

1.3 FORMULAÇÃO FÍSICA E MATEMÁTICA DO PROBLEMA

O problema físico considerado consiste no fluxo radial de óleo e gás através de um meio poroso uniforme de espessura constante. A porosidade e a permeabilidade são constantes. Efeitos de capilaridade são desprezados e o escoamento é isotérmico. A água presente no modelo é imóvel e incompressível.

O comportamento termodinâmico dos fluidos do reservatório é descrito através do modelo β , i.e., em termos de B_o , B_g , R_s , μ_o e μ_g . Em termos de transferência de massa, o modelo considera que componentes gasosos podem estar presentes tanto na fase gasosa quanto na fase óleo, mas nenhum componente do óleo escoar na fase gasosa.

A caracterização do meio poroso é feita através das curvas de permeabilidade relativa, aproximação que relaciona a permeabilidade de cada fase, no escoamento, com o volume relativo de óleo, gás ou água presente na rocha.

A aplicação do princípio da conservação da massa às fases óleo e gás e o uso da lei de Darcy no escoamento de óleo e gás em um meio poroso, permite-nos escrever para o modelo físico descrito acima:

Equação do óleo

$$\frac{c_1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(\frac{K \cdot K_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right] = \phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o} \right) \quad (1.1)$$

Equação do gás

$$\frac{c_1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(\frac{R_s K \cdot K_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{K K_{rg}}{\mu_g B_g} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right] = \phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{R_s S_o}{B_o} + \frac{S_g}{B_g} \right) \quad (1.2)$$

Temos também :

$$S_o + S_g + S_{wc} = 1.0 \quad (1.3)$$

As equações acima estão definidas para $r_w < r < r_e$, e $t > 0$.

As condições inicial e de contorno externas pertinentes ao problema a ser estudado são:

$$P(r, 0) = P_i \quad (1.4)$$

$$S_o(r, 0) = S_{oi} \quad (1.5)$$

$$P_b(r, 0) = P_{bi} \quad (1.6)$$

$$\lim_{r \rightarrow \infty} P(r, t) = P_i \quad (1.7)$$

As equações 1.4, 1.5, 1.6 e 1.7 estabelecem respectivamente que: a pressão inicial ($t=0$) em todo reservatório é constante e igual a P_i , a saturação inicial ($t=0$) em toda extensão do reservatório é constante e igual à S_{oi} , a pressão de bolha em $t=0$ é igual a P_{bi} e, por último, a pressão na fronteira externa do reservatório, considerado infinito, é fixada em P_i para todo

instante do tempo.

Essa última condição implicará que no caso de estarmos considerando vazão constante no poço como condição de contorno interna, o problema que se estará analisando é o do fluxo transiente. Para se considerar os efeitos de fronteira ter-se-á a condição de fronteira selada, que é dada por:

$$\left. \frac{\partial P}{\partial r} \right|_{r=r_e} = 0 \quad (1.8)$$

Nessa tese estudaremos casos onde ocorrem as duas condições de contorno externas acima, isto é, reservatório infinito dado pela equação (1.7) e reservatório limitado dado pela equação (1.8).

1.4 DESENVOLVIMENTO DA TESE

Este trabalho tem como objeto de análise os reservatórios de gás em solução. Está dividido em duas partes:

A primeira parte tem como objetivo a determinação de parâmetros de curvas de permeabilidade relativa e também, da relação saturação-pressão a partir de dados teste de fluxo em poços durante o período transiente.

Seguimos o procedimento de Serra [8] que, a partir de modificações da equação desenvolvida por Bøe [7], determina uma equação diferencial ordinária relacionando saturação e pressão no reservatório. Essa equação necessita para sua solução, de dados

de um teste de fluxo em poço, inclusive da razão gás-óleo, RGO, contra o tempo.

Em seguida, com o auxílio da lei de Darcy e do uso da transformada de Boltzmann, deriva-se uma segunda equação que relaciona permeabilidade efetiva, (KK_{ro}) , com pressão, P . Pela combinação dos resultados é possível encontrar uma relação entre permeabilidade efetiva KK_{ro} , versus saturação, S_o .

Vale lembrar a limitação desse procedimento do ponto de vista prático, já que valores iniciais de razão gás-óleo, RGO, são de difícil medição.

Valores confiáveis de RGO só são obtidos após algum tempo de produção. Como veremos adiante, este trabalho apresenta meios de resolver esse problema.

As equações básicas usadas para o desenvolvimento teórico da análise são as do escoamento do óleo e do gás no meio poroso considerando geometria radial e transferência de massa entre as fases; rocha homogênea, isotrópica e incompressível; água conata imóvel e incompressível; poço completamente penetrando o reservatório.

Essas equações são também usadas na segunda parte do trabalho, que trata das curvas de Performance de Produtividade (IPR). Nessa segunda etapa fazemos inicialmente um levantamento bibliográfico do que foi apresentado na literatura acerca de curvas de IPR (Inflow Performance Relationship) desde o trabalho de Vogel [9] e Fetkovich [5] às mais recentes conclusões do trabalho de Camacho [14]. O efeito de película, s , é incorporado

às curvas de Vogel e a validade é verificada com o uso de um simulador. O conceito de IPR composta introduzido por Patton e Goland [15] é também verificado com dados de simulação e uma análise teórica é fornecida. As limitações da IPR generalizada de Vogel são mostradas e procedimentos para a obtenção da curva de IPR são propostos a partir da disponibilidade ou não dos seguintes dados: propriedade dos fluidos, propriedades petrofísicas da rocha e dados de teste. O objetivo é dar subsídios para um uso mais criterioso das curvas de IPR.

CAPÍTULO 2 ANÁLISE DO TRANSIENTE

2.1 INTRODUÇÃO

O objetivo deste capítulo é analisar a viabilidade da obtenção de curvas de permeabilidade relativa a partir de testes de campo.

A seguir é apresentado o desenvolvimento analítico para a obtenção de duas equações: A primeira, (equação 2.22), relaciona saturação com pressão no reservatório para o período transiente e é obtida a partir das equações que regem o escoamento bifásico de óleo e gás no meio poroso e da transformada de Boltzmann. A segunda equação, (equação 2.32), é obtida a partir da Lei de Darcy e relaciona permeabilidade efetiva com pressão e, portanto, tempo.

Com a primeira equação e o uso de correlações de permeabilidade relativa da literatura¹ (neste trabalho é usada a correlação de Standing [21]) é possível a determinação de um parâmetro para definir a curva correta da correlação de

¹ Hatzignatiou, D. G. et Alli [20] recentemente apresentaram um método para cálculo das permeabilidades relativas à partir do transiente.

permeabilidade relativa característica do reservatório (na correlação de Standing, o parâmetro é o índice de distribuição de poros, λ).

A relação permeabilidade efetiva, KK_{ro} , versus saturação, S_o , pode ser calculada usando-se a segunda equação, (2.32), que relaciona permeabilidade efetiva com pressão ou tempo. Apenas como ilustração do uso da equação (2.32), observe a figura 2.2, na página 22. Ela mostra valores de KK_{ro} (indicado por círculos) versus tempo adimensional, t_D , obtidos partir da equação (2.32) que comparam com uma boa precisão com os resultados do simulador (linha cheia). Como nesse ponto se terá encontrado a relação saturação-pressão pela solução da equação (2.22), fica imediata a obtenção da relação KK_{ro} -saturação.

Antes de iniciarmos efetivamente o desenvolvimento deste trabalho é importante lembrar que os resultados de simulação foram obtidos de um simulador não comercial semi-implícito desenvolvido por Serra [8]. Os detalhes de construção do referido simulador se encontram na referência [8].

2.2 DERIVAÇÃO DE UM MÉTODO PARA OBTENÇÃO DE CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA A PARTIR DE UM TESTE DE FLUXO

Obtenção da equação saturação-pressão

Para o escoamento bifásico, óleo e gás, pode-se derivar as equações abaixo:

$$\text{óleo: } \nabla \cdot \left[\left(K_{ro} / \mu_o B_o \right) \nabla P \right] = \frac{\phi}{K} \frac{\partial (S_o / B_o)}{\partial t} \quad (2.1)$$

$$\text{gás: } \nabla \cdot \left[\left(R_s (K_{ro} / \mu_o B_o) + (K_{rg} / \mu_g B_g) \right) \nabla P \right] = \frac{\phi}{K} \frac{\partial (R_s S_o / B_o + S_g / B_g)}{\partial t} \quad (2.2)$$

A equação da saturação é:

$$S_o + S_g + S_{wc} = 1 \quad (2.3)$$

A RGO in-situ é dada por:

$$R_r = R_s + (K_{rg} / K_{ro}) (\mu_o B_o / \mu_g B_g) \quad (2.4)$$

Para $r=r_w$, o valor da RGO "in situ" é $R_r=R$, onde R é a RGO de produção.

Vale lembrar nesse ponto que, embora se tenha considerado a presença de água conata na equação (2.3), esse fluido, para fins de análise, é incompressível e imóvel. Para fins de simplificação define-se abaixo algumas variáveis:

$$\alpha = \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} \quad (2.5)$$

$$b = \frac{R_s S_o}{B_o} + \frac{S_g}{B_g} \quad (2.6)$$

$$\beta = \frac{S_o}{B_o} \quad (2.7)$$

$$a = \frac{R_s K r_0}{\mu_0 B_0} + \frac{K r_g}{\mu_g B_g} \quad (2.8)$$

Usando as equações (2.4), (2.5), (2.6), (2.7) e (2.8) nas equações (2.1) e (2.2), obtém-se, respectivamente,

$$\nabla \cdot (\alpha \nabla P) = \frac{\phi}{K} \frac{\partial \beta}{\partial t} \quad (2.9)$$

e

$$\nabla \cdot (R_r \alpha \nabla P) = \frac{\phi}{K} \frac{\partial b}{\partial t} \quad (2.10)$$

Expandindo o lado esquerdo da equação (2.10) obtém-se:

$$[R_r \nabla \cdot (\alpha \nabla P) + \alpha \nabla P \cdot \nabla R_r] = \frac{\phi}{K} \frac{\partial b}{\partial t} \quad (2.11)$$

Usando a equação (2.9) na equação (2.11) vem:

$$R_r (\phi/K) \frac{\partial \beta}{\partial t} + \alpha \nabla P \cdot \nabla R_r = (\phi/K) \frac{\partial b}{\partial t} \quad (2.12)$$

Para fluxo radial plano, a equação (2.12) pode ser escrita, após a multiplicação de ambos os lados por K/ϕ , como:

$$R_r \frac{\partial \beta}{\partial t} - \frac{\partial b}{\partial t} = - (K \alpha / \phi) \frac{\partial P}{\partial r} \frac{\partial R_r}{\partial r} \quad (2.13)$$

Pela aplicação da lei de Darcy tem-se:

$$q_0(r, t) = 2\pi r h \left(\frac{K K r_0}{\mu_0 B_0} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \quad (2.14)$$

Combinando a equação (2.14) com a equação (2.13), pode-se escrever:

$$R_r \frac{\partial \beta}{\partial t} - \frac{\partial b}{\partial t} = -Q_0(r, t) \frac{\partial R_r}{\partial r} \quad (2.15)$$

onde,

$$Q_0(r, t) = \frac{q_0(r, t)}{2\pi \phi r h} \quad (2.16)$$

Assume-se agora a validade da transformada de Boltzman, z , de maneira que a saturação de óleo é dada por $S_0 = S_0(z)$ e a pressão $P = P(z)$, onde $z = r^2/t$. Isto implica em uma relação única existente entre saturação e pressão. Este fato foi comprovado por Bøe et alii [7].

Desde que na equação (2.15) todas as variáveis são funções da saturação ou da pressão pode-se escrever:

$$R_r \left(\frac{d\beta}{dz} \frac{\partial z}{\partial t} \right) - \left(\frac{db}{dz} \frac{\partial z}{\partial t} \right) = Q_0 \left(\frac{dR_r}{dz} \frac{\partial z}{\partial r} \right)$$

O parâmetro f é definido como:

$$f = \frac{\left(\frac{\partial z}{\partial r} \right)}{\left(\frac{\partial z}{\partial t} \right)} = - \frac{2t}{r} \quad (2.17)$$

usando a equação (2.17), e escrevendo a equação (2.15) na forma diferencial, vem:

$$R_r d\beta - db = - f Q_0 dR_r \quad (2.18)$$

Como β , b e R_r são funções de S_0 e P , tem-se:

$$d\beta = (\partial\beta/\partial S_0) dS_0 + (\partial\beta/\partial P) dP \quad (2.19)$$

$$db = (\partial b/\partial S_0) dS_0 + (\partial b/\partial P) dP \quad (2.20)$$

$$dR_r = (\partial R_r/\partial S_0) dS_0 + (\partial R_r/\partial P) dP \quad (2.21)$$

Usando as equações (2.19), (2.20) e (2.21) em (2.18) e explicitando dS_0/dP , vem:

$$dS_0/dP = \frac{(- f Q_0 \partial R_r/\partial P + \partial b/\partial P - R_r \partial\beta/\partial P)}{(- f Q_0 \partial R_r/\partial S_0 + \partial b/\partial S_0 - R_r \partial\beta/\partial S_0)} \quad (2.22)$$

A equação (2.22) relaciona saturação e pressão no poço e foi obtida por Serra [8].

Das equações (2.4), (2.5) e (2.8), nota-se que:

$$R_r = a/\alpha \quad (2.23)$$

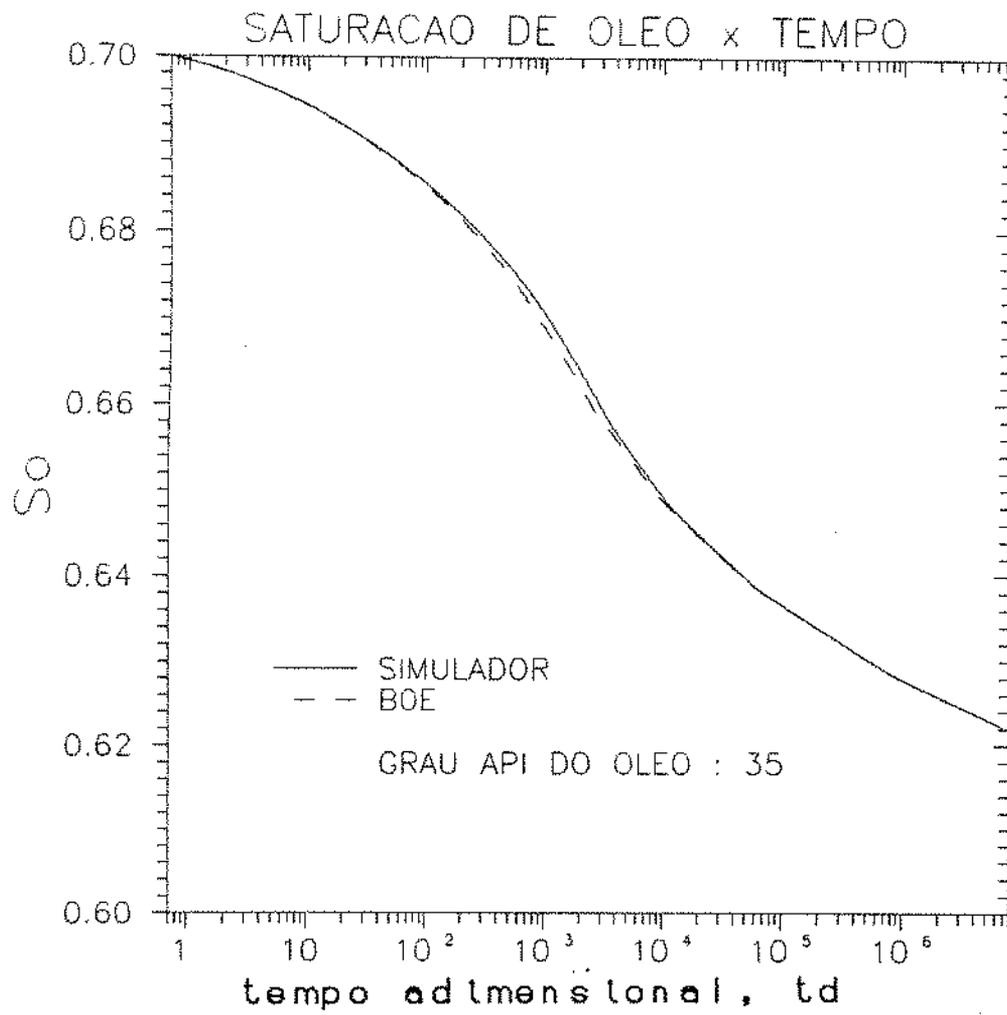
Combinando as equações (2.23) e (2.22) vem:

$$dS_o/dP = \frac{\left[-\frac{fQ_D}{\alpha} [\alpha \partial a / \partial P - a \partial \alpha / \partial P] + \alpha \partial b / \partial P - a \partial \beta / \partial P \right]}{\left[-\frac{fQ_D}{\alpha} [-\alpha \partial a / \partial S_o + a \partial \alpha / \partial S_o] - \alpha \partial b / \partial S_o + a \partial \beta / \partial S_o \right]} \quad (2.24)$$

A solução da equação (2.24) dá a relação S_o versus P a partir de um valor inicial de pressão e saturação, do conhecimento de propriedades PVT dos fluidos e de curvas de permeabilidade relativa. Note que a equação (2.22) é idêntica à equação (2.24) e não necessita de curva de permeabilidade relativa e sim da razão gás-óleo, $R_r=RGO$, versus pressão de fluxo, P . Essa equação foi resolvida numericamente usando Runge-Kutta de 4ª ordem e o método de Euler. A figura (2.1) plota em uma escala semi-log a relação saturação de óleo versus tempo adimensional. A linha tracejada representa resultados da equação (2.24) e a linha contínua, resultados do simulador da referência [8].

As condições da simulação são dadas no apêndice A e os resultados correspondem a um fluxo de 10 dias. Como é observado, os resultados são bastante satisfatórios nesse período que corresponde ao período transiente, comprovando a validade da transformada de Boltzmann.

figura 2.1



Derivação da equação que relaciona permeabilidade efetiva com pressão de fluxo

Define-se a transformada de Boltzmann como,

$$z = r^2/t. \quad (2.27)$$

Temos ainda:

$$P(z) = P(r,t). \quad (2.28)$$

Usando a regra da cadeia em $r\partial P/\partial r$ obtém-se:

$$2z \, dP/dz = r \, \partial P/\partial r \quad (2.29)$$

Substituindo a equação (2.29) na equação (2.14) obtém-se

$$q_0 = 4\pi h \left(\frac{K K_{r_0}}{\mu_0 B_0} \right) z \frac{dP}{dz} \quad (2.30)$$

também da regra da cadeia aplicada em $t\partial P/\partial t$ vem:

$$- 2t \, \partial P/\partial t = 2z \, dP/dz \quad (2.31)$$

Combinando (2.31) e (2.30) e explicitando KK_{r_0} dá:

$$KK_{ro} = - \frac{q_o \mu_o B_o}{2\pi h t} \frac{dP}{dt} \quad (2.32)$$

A expressão anterior foi obtida por Serra [8].

Para exemplificar a validade da equação (2.32), plota-se na figura 2.2 um gráfico semi-log de KK_{ro} versus tempo adimensional, t_D .

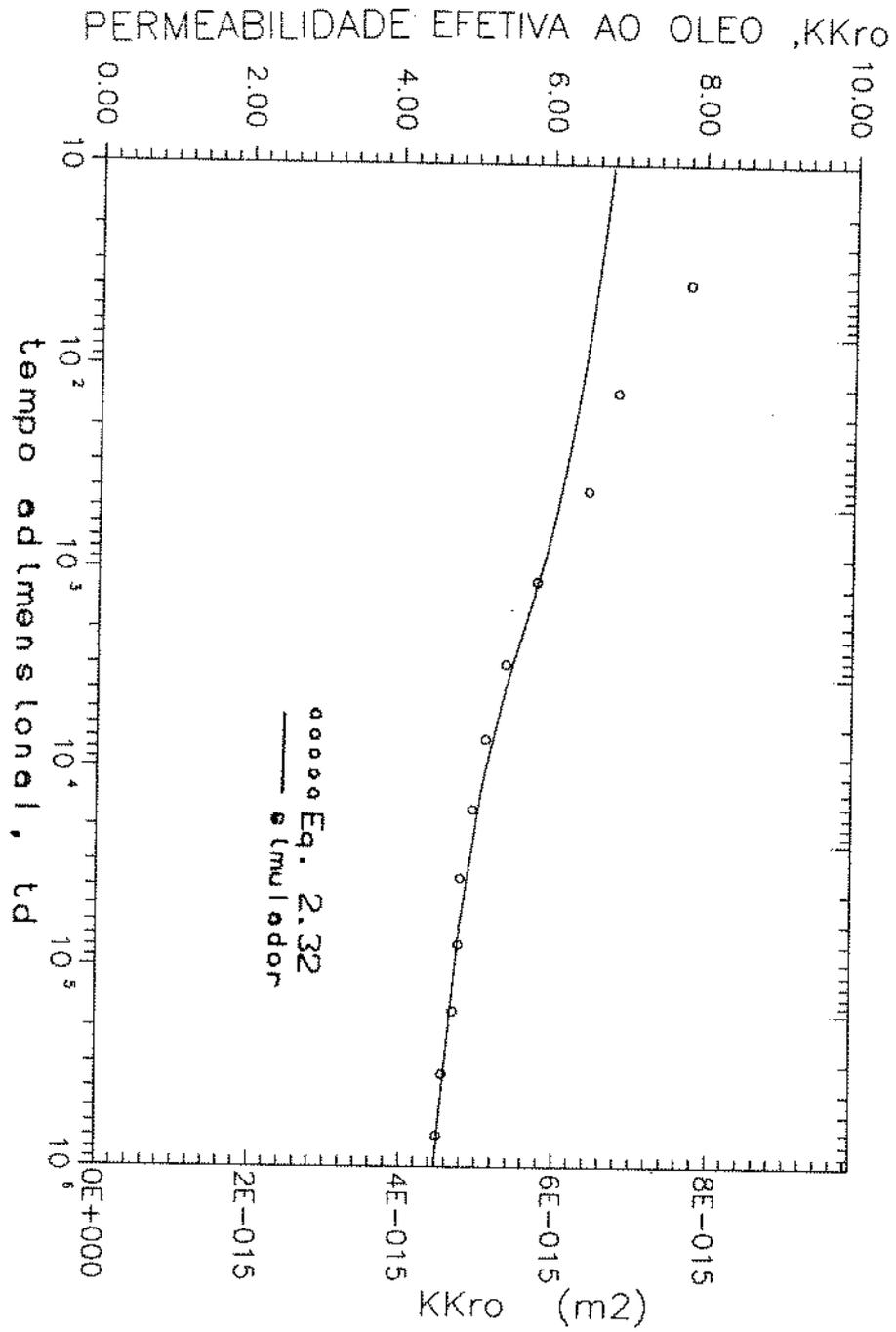
Na figura 2.2 a linha contínua é o resultado obtido do simulador e os círculos indicam pontos obtidos com o uso da equação (2.32). Os resultados obtidos comprovam a validade da equação (2.32) durante o período transiente. Não ser para tempos muito curtos de produção, os resultados obtidos concordam com boa precisão com os resultados do simulador. Para tempos muito curtos a transformada de Boltzmann não funciona. Isto porque a transformada de Boltzmann assume um modelo de raio infinitesimal enquanto o modelo físico levado em conta pelo simulador tem um raio de poço de dimensões finitas.

O mesmo procedimento pode ser feito para o gás. A permeabilidade efetiva ao gás é dada por:

$$KK_{rg} = \frac{q_g \mu_g B_g}{2\pi h t} \frac{dP}{dt} \quad (2.33)$$

onde q_g é a vazão de gás livre, isto é,

figura 2.2



$$q_g = q_{gt} - R_s q_o \quad (2.34)$$

onde q_{gt} é vazão de gás total, R_s , a razão de solubilidade e q_o a vazão de [oleo em condições de tanque.

As equações (2.32) e (2.33) mostram que a relação de permeabilidade efetiva com pressão (e portanto tempo) obtida pode ser feita a partir de testes de fluxo e do conhecimento das propriedades PVT do óleo ou gás.

Nosso interesse será voltado agora para a equação (2.22), que fornece a relação S_o versus P sem a necessidade prévia do conhecimento das curvas de permeabilidade relativa.

A solução da equação (2.22) será obtida numericamente. Para isso é necessário a saturação e a pressão nas condições iniciais, propriedades PVT dos fluidos e valores de RGO contra pressões de fluxo, obtidas de dados de campo.

Tem-se um problema de ordem prática que provém da determinação de valores não confiáveis de RGO para tempos curtos de produção. Geralmente valores confiáveis de RGO medidos são obtidos após algum tempo de produção. Se fossem disponíveis as curvas de permeabilidade relativa a solução da equação 2.22 seria obtida sem a necessidade da medição da RGO. No entanto, as curvas de permeabilidade relativa não são facilmente disponíveis. Nosso procedimento busca um meio de encontrar a relação saturação-pressão sem o conhecimento 'a priori' dessas curvas.

Pelo contrário, a determinação dessas curvas é possível, como mostrado a seguir, a partir de testes de fluxo. Isto constitui um dos objetivos da análise de testes.

A proposta é exemplificada com o uso da correlação de Standing [21]. De acordo com essa correlação temos as permeabilidades relativas descritas pelas seguintes equações:

$$K_{ro} = K_r^o (S_o^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}}, \quad (2.35)$$

$$K_{rg} = K_r^o \left(\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{gc} - S_{wi}} \right)^2 \left[1 - (1 - S_g^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right], \quad (2.36)$$

onde,

S_g , Saturação de gás;

S_{gc} , Saturação crítica de gás;

S_{wi} , Saturação de água conata (constante);

S_o , Saturação de óleo;

S_o^* , Saturação de óleo normalizada;

S_g^* , Saturação de gás normalizada;

$$S_o^* = \frac{S_o}{1 - S_{wi}} \quad \text{e} \quad S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wi}} .$$

Com as equações (2.35) e (2.36) usamos o seguinte procedimento:

(1) Obtemos a relação K_{rg}/K_{ro} com saturação de óleo usando (2.35) e (2.36), ou seja,

$$\frac{K_{rg}}{K_{ro}} = \left(\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{gc} - S_{wi}} \right)^2 \frac{[1 - (S_o^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}]}{(S_o^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}}} \quad (2.37)$$

onde λ é um parâmetro a ser determinado. $S_g = 1 - S_o - S_{wi}$. Os valores de saturação de água inata, S_{wi} , e saturação crítica de gás, S_{gc} , são assumidos ou estimados.

(2) Arbitrando-se um valor de λ e usando (2.37) na equação (2.22) diversas relações de RGO com pressão ou tempo são geradas.

(3) Os valores de RGO de campo são comparados com os gerados no item (2). Se os resultados forem coincidentes se terá então encontrado o valor de K_{rg}/K_{ro} versus saturação característico do reservatório, i.e., o correto valor de λ .

(4) De posse da relação K_{rg}/K_{ro} versus saturação obtida em (3) pode-se calcular a relação saturação-pressão da equação (2.22).

(5) Dos dados do teste de fluxo e da equação 2.32 encontramos a relação KK_{ro} -pressão de fluxo e com os resultados de saturação-pressão calculados em (4) obtemos alguns pontos da relação KK_{ro} -saturação de óleo. A substituição de um desses pares de valores na equação (2.35) permite que se obtenha o produto KK_r^0 . Se soubermos o valor da permeabilidade absoluta, pode-se finalmente determinar mais um parâmetro da correlação, i.e., o valor de K_r^0 .

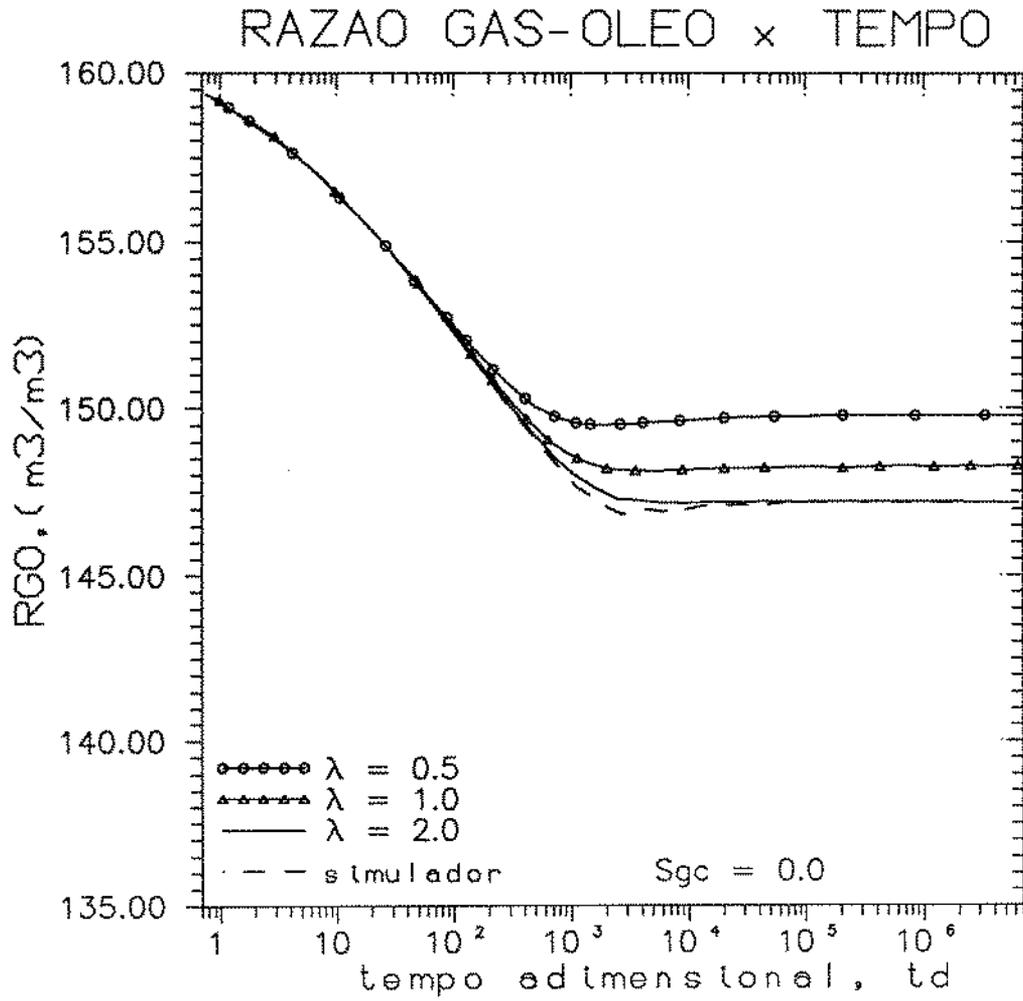
2.3 RESULTADOS

Para verificação da validade do procedimento proposto são usados dados de fluxo obtidos do simulador da referência [8]. As características do sistema poço-reservatório são dadas no apêndice A.

A pressão inicial é igual à pressão de bolha e para o caso usado como exemplo é de 27.5 MPa, a saturação inicial é de 0.7. Na figura 2.3 está plotado em um gráfico semi-log os valores de RGO(m³/m³) contra tempo adimensional. Para esse caso a saturação crítica de gás é nula. As curvas sinalizadas por traços verticais, triângulos e círculos são resultados obtidos usando a equação (2.22) e a curva tracejada é resultado do simulador usando $\lambda=2$. Note que o simulador faz o papel do teste que, como dito anteriormente, fornece valores finais da razão gás-óleo, RGO aproximadamente.

Como vemos os valores finais de RGO da simulação ajustam-se aos valores de RGO calculados pela equação (2.22) quando λ assume o valor 2.0 e que coincide com o valor real de λ usado no simulador. A RGO, entretanto, é pouco sensível à variação de λ . Com a equação (2.22) e o valor correto de λ resolvemos a equação (2.22) encontrando a relação saturação-pressão durante o transiente. A figura 2.4 é um gráfico semi-log de saturação de óleo, S_o , contra tempo adimensional, t_o . A linha tracejada é

figura 2.3



obtida com o uso da equação (2.22) e $\lambda=2.0$, A linha contínua é o resultado da simulação. Como podemos ver os resultados obtidos são muito bons para o período transiente.

Para verificar o efeito da presença de saturação de gás crítica plotamos na figura 2.5 o mesmo gráfico da figura 2.3. Desta vez, entretanto, considerando um valor de saturação de gás crítica, S_{gc} , igual a 3%.

Podemos inferir da figura 2.5 que a presença de saturação de gás crítica faz com que valores de RGO obtidos da equação (2.22) fiquem ainda menos sensíveis a variações no valor de λ .

Mas o valor $\lambda=2.0$ é ainda o que melhor ajusta os resultados do simulador. Com o uso desse valor de λ na equação (2.22) obtem-se a relação saturação-pressão no transiente. Na figura 2.6 plotamos em um gráfico semi-log a saturação de óleo contra o tempo adimensional onde verificamos que os resultados obtidos são bastante satisfatórios.

A razão para pouca sensibilidade dos resultados da RGO da equação (2.22) com variações de λ foi analisada e é ilustrada na figura 2.7 onde se encontra plotado em um gráfico cartesiano a razão de permeabilidades, K_{rg}/K_{ro} , contra a saturação de óleo, S_o . Como podemos observar os valores de K_{rg}/K_{ro} variam muito pouco com λ na faixa de saturações em que ocorre o transiente, $0.62 < S_o < 0.7$. Como o valor de K_{rg}/K_{ro} é usado na equação 2.22 para o cálculo da razão gás-óleo é de se esperar que quanto menores forem as variações de K_{rg}/K_{ro} com λ menores serão as variações da RGO

figura 2.4

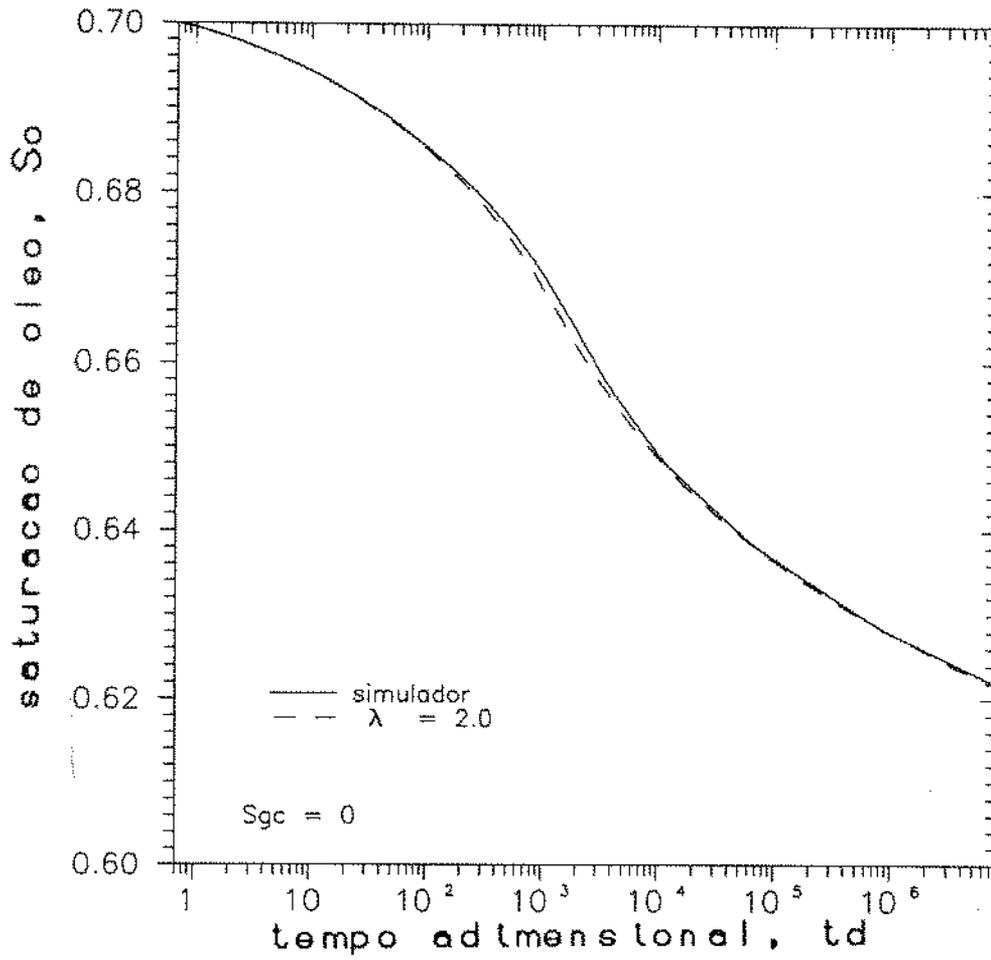


figura 2.5

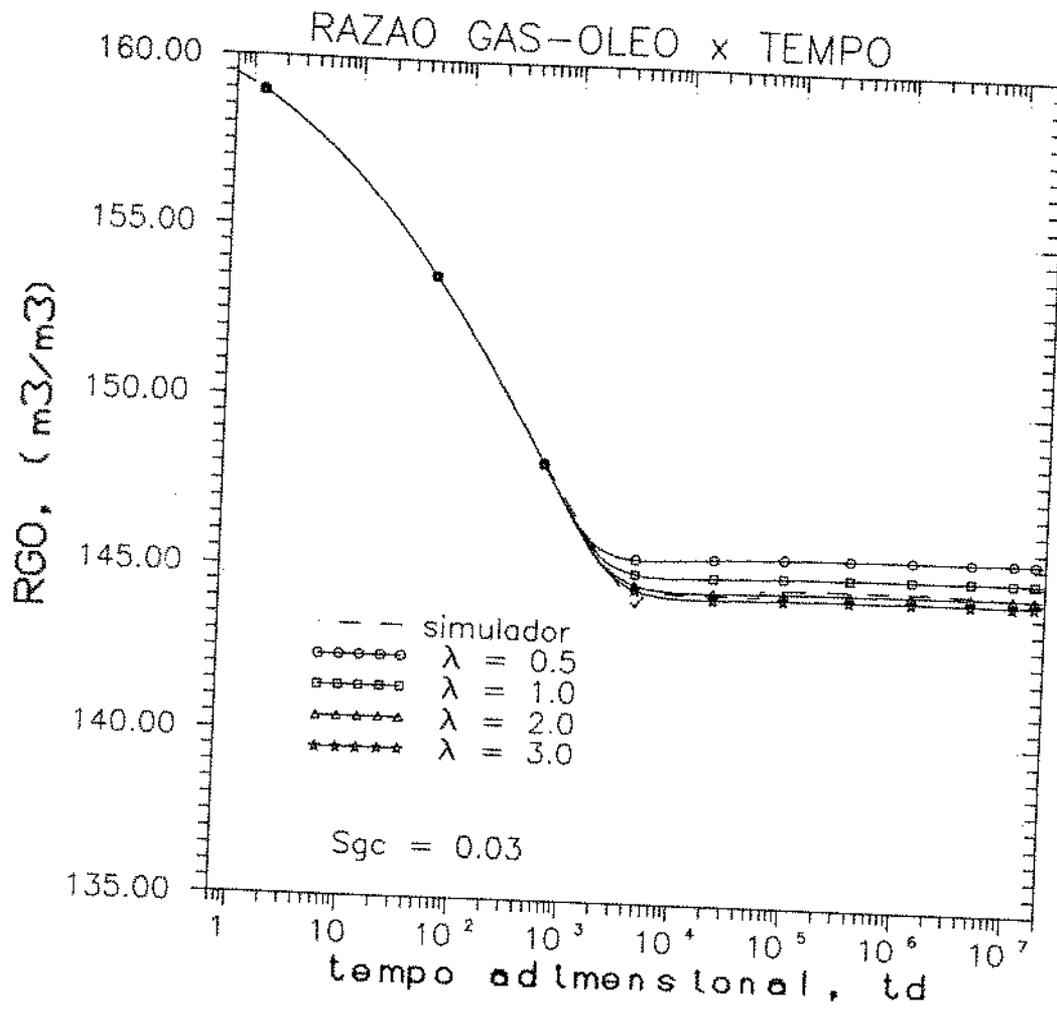
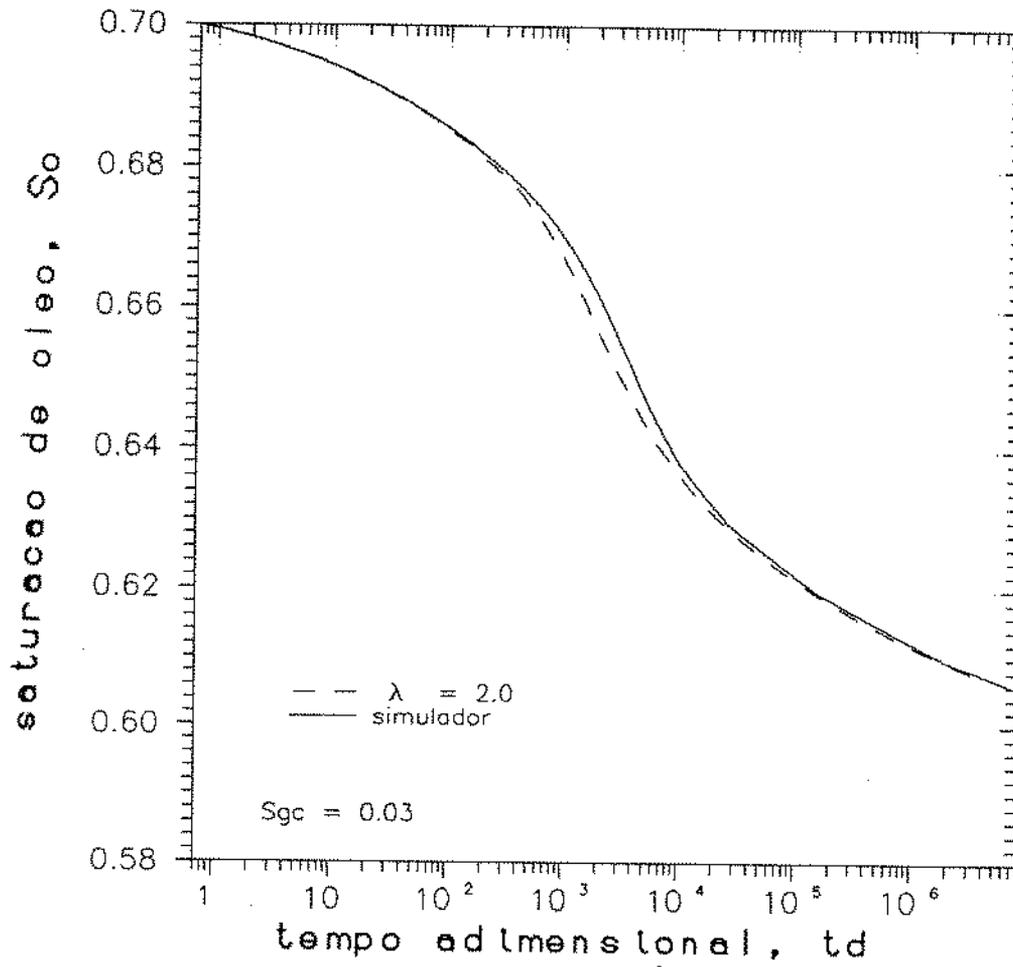


figura 2.6



(obtidas da equação 2.22) com λ .

A equação (2.32) dá a relação entre permeabilidade efetiva ao óleo, KK_{ro} , e pressão. É possível a determinação de mais um parâmetro na curva de permeabilidade relativa pela combinação dos resultados da equação (2.32) com os resultados da equação (2.22) que nos dá a relação entre saturação e pressão. Para exemplificar são usados os resultados em que a saturação de gás crítica é nula e o caso em que esta assume o valor de 0.03.

EXEMPLO 1

Para determinar-se o valor de KK_r^0 usa-se a equação (2.22) e dados de teste. Para exemplificar, a seguinte análise gráfica dos resultados simulados é feita:

A figura 2.8 é um gráfico semi-log do diferencial de pressão ($P_i - P_{wf}$) contra o tempo adimensional, t_D (tempo real poderia ser usado). Como se percebe, é possível "aproximar" arbitrariamente uma reta aos pontos finais do teste de fluxo. A aproximação se justifica pois nos tempos finais de fluxo de um teste as variações de pressão com o logaritmo do tempo são pequenas e se faz necessária porque os resultados de campo do gráfico de pressão com tempo normalmente apresentam oscilações e ao se considerar uma inclinação média, procura-se minimizar esses efeitos. A inclinação dessa reta é dada pela tangente do ângulo φ , $tg\varphi = m$, onde:

figura 2.7

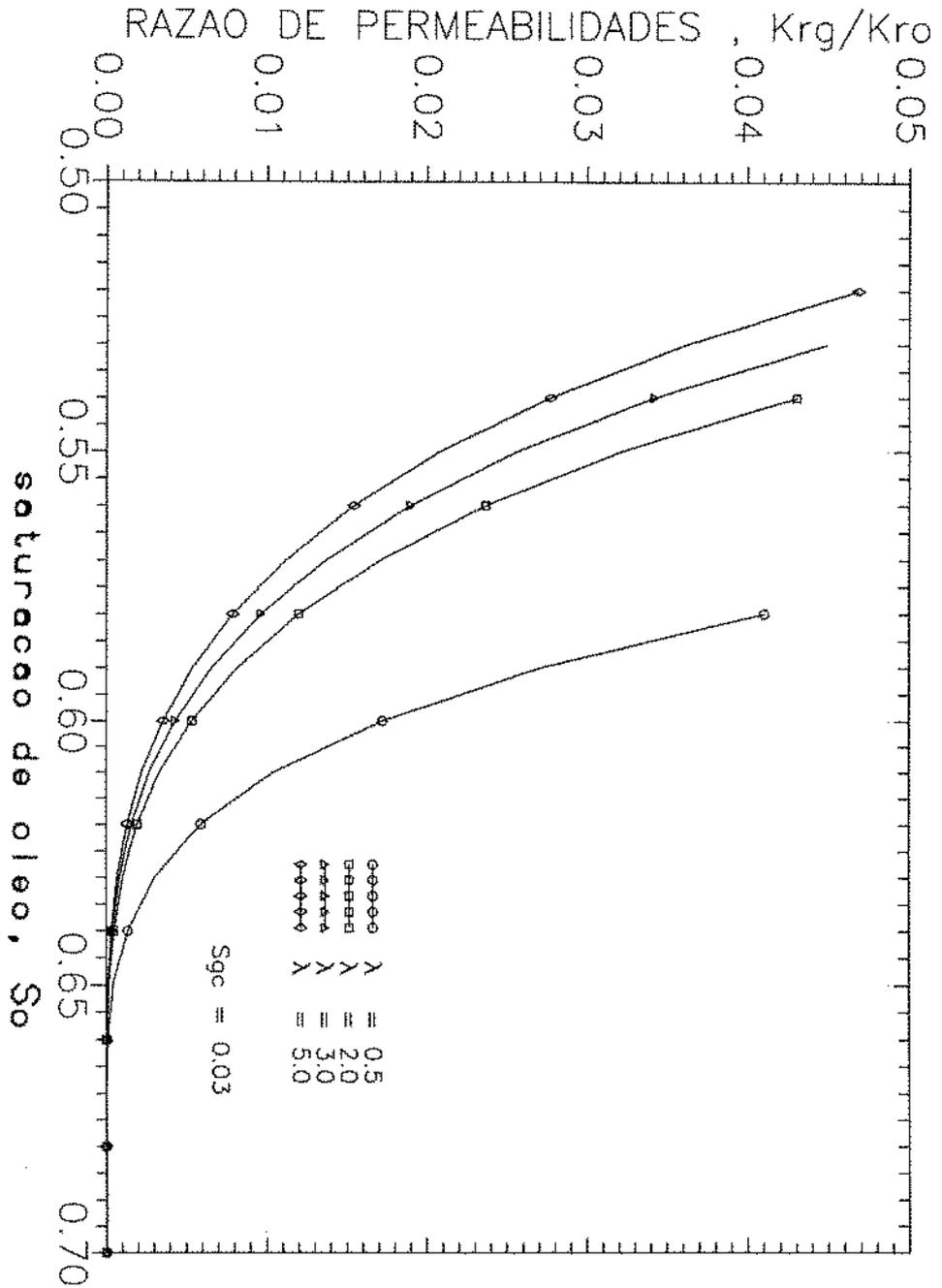
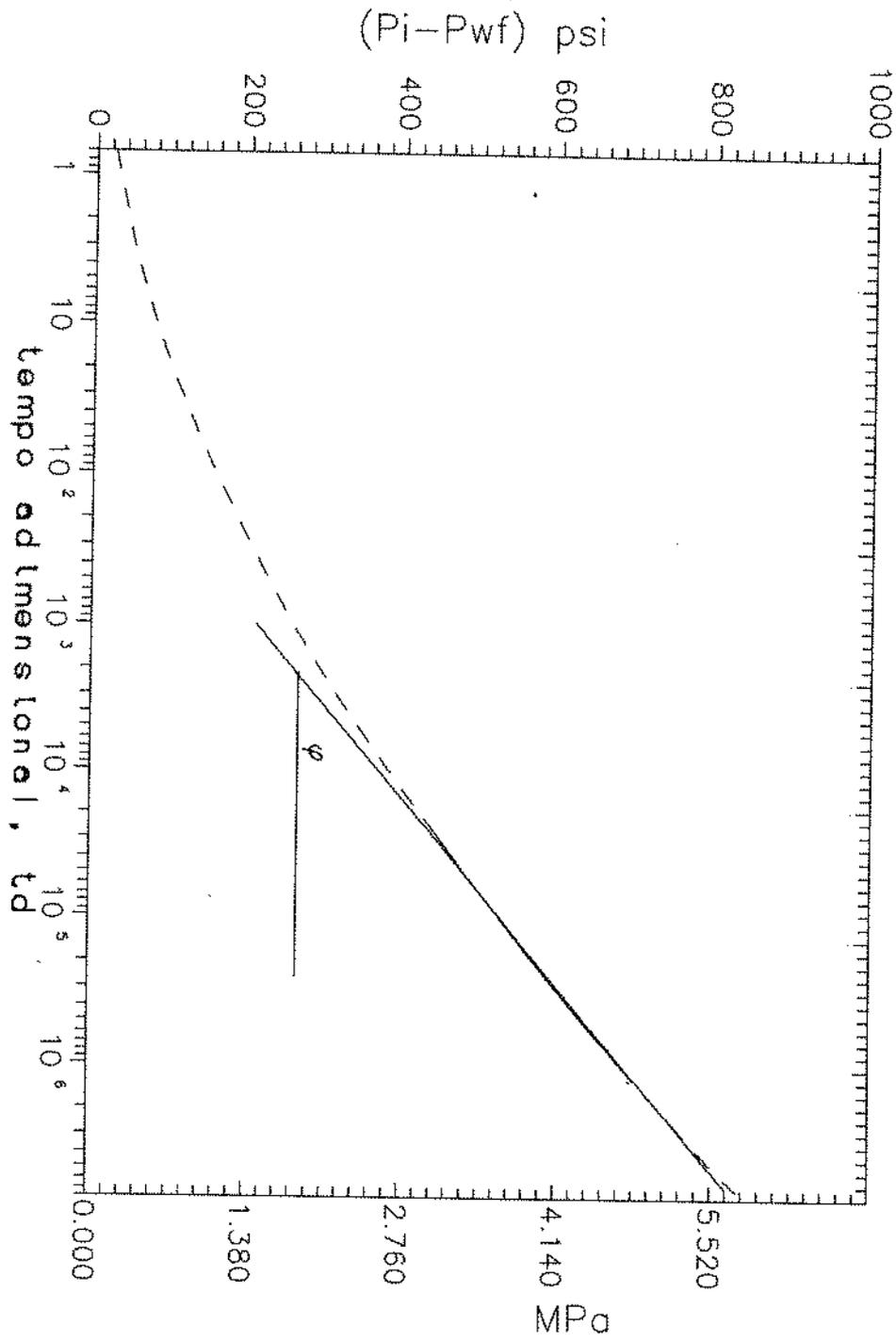


figura 2.8



$$m = \frac{1}{2\pi} \frac{q (B_o \mu_o)_{P_{wf}}}{KK_{ro}h} \quad (2.38)$$

Obteve-se do gráfico um valor de $m = 1.111$ MPa/ciclo. Para uma pressão de fundo, P_{wf} escolhida no intervalo, igual a 22.80175MPa,

$$\mu_o = 5.0 \times 10^{-4} \text{ [Pa}\cdot\text{s]}, \quad B_o = 1.3759 \text{ [m}^3\text{/m}^3\text{]} \quad \text{e} \quad h = 4.572\text{m}$$

A substituição desses valores na equação (2.38) fornec $KK_{ro} = 4.5344 \times 10^{-15} \text{ m}^2$

A saturação correspondente é obtida da tabela (2.2) onde tem-se: $S_o = 0.6276$.

A substituição desse valor de S_o na equação (2.35) dá o valor de KK_r^o , no caso:

$$KK_r^o = 7.007153 \times 10^{-15} \text{ m}^2 = 7.1\text{mD}$$

Se soubessemos de antemão o valor da permeabilidade absoluta, K , poderíamos determinar o valor de K_r^o . No caso, $K = 9.86923 \times 10^{-13} \text{ m}^2$, assim teríamos uma estimativa do valor de K_r^o .

$$K_r^o = \frac{KK_{ro}}{K} = 0.71$$

Os resultados se aproximam com uma precisão relativamente boa, erro menor do que 2%, dos valores dos parâmetros λ e K_r^o usados na simulação, o que comprova a validade do procedimento.

Para ratificação da validade do método foram usados outros valores de pressão correspondentes aos tempos finais de fluxo e verificamos uma discrepância maior para os valores de KK_{ro} em torno de 5%. Ainda assim, do ponto de vista prático, um resultado bom. As diferenças observadas se devem ao fato de que os pontos na figura não se alinham em uma reta rigorosamente e a inclinação varia ponto a ponto. Para se considerar essas variações pode-se usar diretamente os resultados obtidos da equação (2.32) que estão na tabela (2.2). Foi observado que a substituição do valor de KK_{ro} da tabela (2.2) com a correspondente saturação da tabela (2.1), obtida da equação (2.22), dá valores KK^2 mais precisos e em uma faixa maior de tempo. Para a pressão de 22.80157MPa obteve-se o valor de K^2 de 0.701 quando o valor correto é 0.7. No entanto, do ponto de vista prático, o procedimento que aproxima os pontos finais da curva $\Delta P \times \log(t)$ por uma reta tem uma utilidade mais efetiva, pois na prática a resposta da derivada da pressão de um teste apresenta algumas oscilações.

TABELA 2.1 RESULTADOS DA EQUACAO 2.22

| S _o | Pressão [MPa] | ↓ continua | | ↓ continua | |
|----------------|------------------|---------------|---------|---------------|---------|
| | | | | | |
| .6990 | 27.3431 | .6571 | 25.3436 | .6315 | 23.3441 |
| .6980 | 27.2741 | .6556 | 25.2746 | .6309 | 23.2752 |
| .6969 | 27.2052 | .6541 | 25.2057 | .6304 | 23.2062 |
| .6958 | 27.1362 | .6527 | 25.1368 | .6299 | 23.1373 |
| .6948 | 27.0673 | .6514 | 25.0678 | .6294 | 23.0683 |
| .6937 | 26.9983 | .6501 | 24.9989 | .6289 | 22.9994 |
| .6926 | 26.9294 | .6490 | 24.9299 | .6285 | 22.9304 |
| .6915 | 26.8604 | .6478 | 24.8610 | .6280 | 22.8615 |
| .6904 | 26.7915 | .6468 | 24.7920 | .6275 | 22.7925 |
| .6892 | 26.7225 | .6457 | 24.7231 | .6271 | 22.7236 |
| .6881 | 26.6536 | .6448 | 24.6541 | .6266 | 22.6546 |
| .6869 | 26.5847 | .6438 | 24.5852 | .6262 | 22.5857 |
| .6857 | 26.5157 | .6429 | 24.5162 | .6258 | 22.5167 |
| .6844 | 26.4468 | .6421 | 24.4473 | .6254 | 22.4478 |
| .6831 | 26.3778 | .6413 | 24.3783 | .6249 | 22.3789 |
| .6818 | 26.3089 | .6405 | 24.3094 | .6245 | 22.3099 |
| .6804 | 26.2399 | .6397 | 24.2404 | .6241 | 22.2410 |
| .6789 | 26.1710 | .6389 | 24.1715 | .6237 | 22.1720 |
| .6773 | 26.1020 | .6382 | 24.1025 | .6234 | 22.1031 |
| .6757 | 26.0331 | .6375 | 24.0336 | .6230 | 22.0341 |
| .6740 | 25.9641 | .6368 | 23.9646 | .6226 | 21.9652 |
| .6722 | 25.8952 | .6362 | 23.8957 | .6223 | 21.8962 |
| .6703 | 25.8262 | .6355 | 23.8267 | .6219 | 21.8273 |
| .6683 | 25.7573 | .6349 | 23.7578 | | |
| .6663 | 25.6883 | .6343 | 23.6889 | | |
| .6643 | 25.6194 | .6337 | 23.6199 | | |
| .6623 | 25.5504 | .6331 | 23.5510 | | |
| .6605 | 25.4815 | .6326 | 23.4820 | | |
| .6588 | 25.4125 | .6320 | 23.4131 | | |

TABELA 2.2 RESULTADOS DA EQUACAO 2.32

| KK _{ro} m ² x10 ⁻¹⁶ | Pressão [MPa] | ↓ | | ↓ | |
|---|------------------|----------|---------|----------|---------|
| | | continua | | continua | |
| 141.7308 | 27.3431 | 53.5491 | 25.2746 | 46.0034 | 23.4234 |
| 143.6041 | 27.2741 | 54.1189 | 25.2057 | 45.8248 | 23.3487 |
| 138.8548 | 27.2052 | 52.6711 | 25.1368 | 45.6669 | 23.2826 |
| 121.1458 | 27.1362 | 53.3927 | 25.0678 | 45.5366 | 23.2259 |
| 104.5977 | 27.0673 | 52.0831 | 24.9989 | 45.3807 | 23.1595 |
| 102.3526 | 26.9983 | 51.0623 | 24.9299 | 45.3590 | 23.1499 |
| 93.0038 | 26.9294 | 49.5938 | 24.8610 | 45.2030 | 23.0828 |
| 88.0727 | 26.8604 | 51.1372 | 24.7920 | 45.0530 | 23.0158 |
| 83.1962 | 26.7915 | 51.0821 | 24.9176 | 44.8971 | 22.9481 |
| 81.5661 | 26.7225 | 50.4239 | 24.7868 | 44.7767 | 22.8796 |
| 77.1246 | 26.6536 | 50.1100 | 24.7127 | 44.6593 | 22.8115 |
| 75.9830 | 26.5847 | 49.8258 | 24.6463 | 44.5418 | 22.7428 |
| 72.1133 | 26.5157 | 49.5564 | 24.5794 | 44.4313 | 22.6740 |
| 71.3556 | 26.4468 | 49.2761 | 24.5120 | 44.3138 | 22.6050 |
| 70.8114 | 26.3778 | 49.0066 | 24.4441 | 44.1984 | 22.5354 |
| 67.7940 | 26.3089 | 48.7362 | 24.3757 | 44.0868 | 22.4659 |
| 67.7768 | 26.2399 | 48.4648 | 24.3067 | 43.9881 | 22.4059 |
| 65.3170 | 26.1710 | 48.2033 | 24.2373 | 43.8786 | 22.3353 |
| 65.4050 | 26.1020 | 47.9664 | 24.1761 | 43.7996 | 22.2850 |
| 63.4592 | 26.0331 | 47.7276 | 24.1052 | 42.6428 | 22.1031 |
| 62.4378 | 25.8952 | 47.5608 | 24.0431 | 41.6351 | 22.0341 |
| 61.0570 | 25.8262 | 47.3733 | 23.9716 | 39.5416 | 21.9652 |
| 59.8352 | 25.7573 | 47.1897 | 23.9000 | 38.0487 | 21.8962 |
| 58.3837 | 25.6883 | 47.0249 | 23.8368 | 31.6503 | 21.8273 |
| 57.4997 | 25.6194 | 46.8433 | 23.7643 | | |
| 56.8854 | 25.5504 | 46.6597 | 23.6915 | | |
| 56.2896 | 25.4815 | 46.4989 | 23.6272 | | |
| 55.9462 | 25.4125 | 46.3429 | 23.5628 | | |
| 55.2493 | 25.3436 | 46.1594 | 23.4887 | | |

EXEMPLO 2

Considera-se agora um exemplo em que a saturação de gás crítica é 0.03. A figura 2.9 é um gráfico semi-log do diferencial de pressão, $(P_i - P_{wf})$, contra o tempo adimensional, t_D . Usando o procedimento gráfico, i.e., aproximando uma reta aos tempos finais de fluxo, tem-se para $P_{wf}=23.44$ MPa, $\mu_o = 0.487 \times 10^{-4}$ Pa.s e

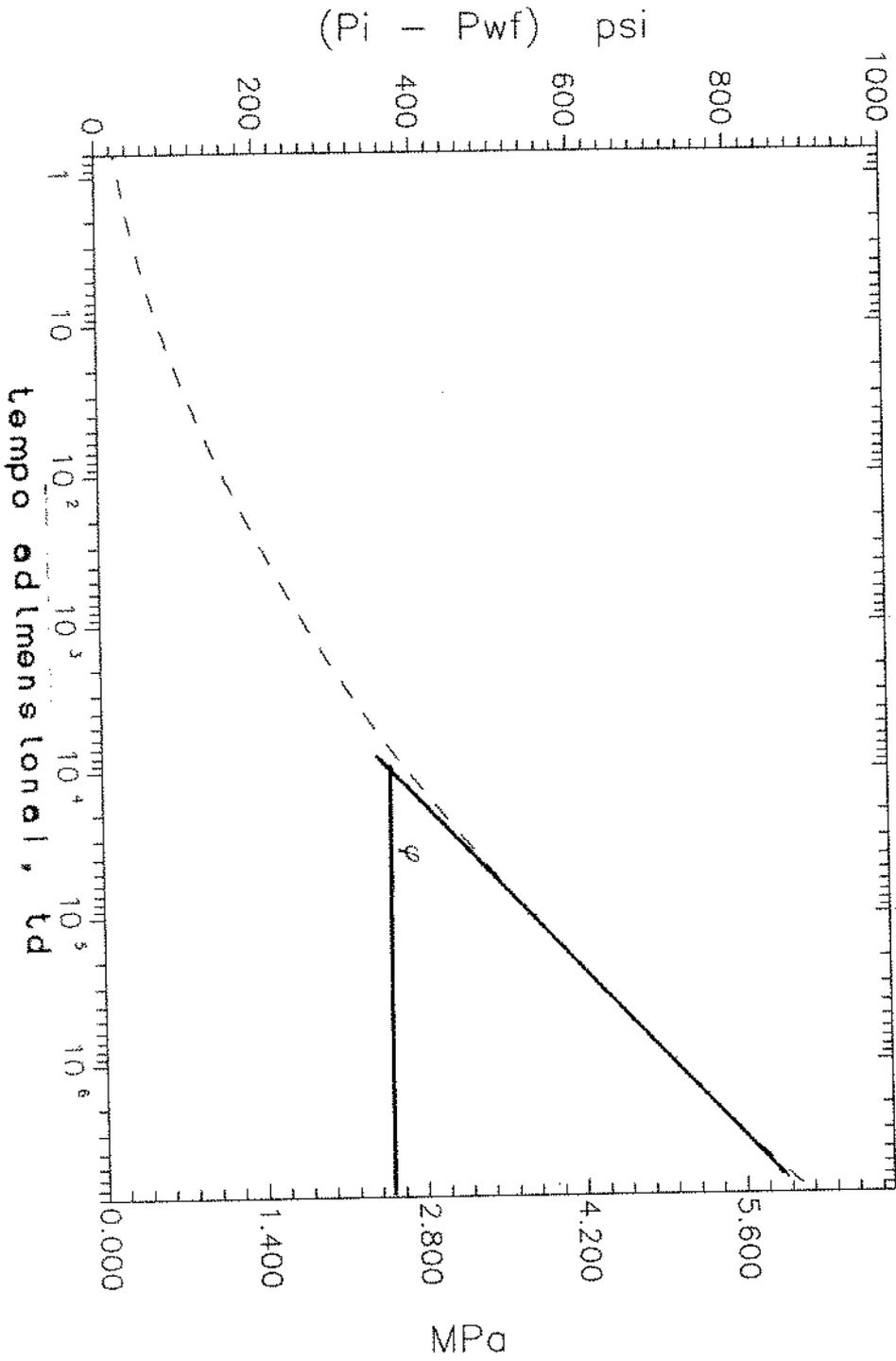
$$B_o = 1.39 \text{ (m}^3/\text{m}^3\text{)}$$

O valor de m a ser usado na equação (2.38) para obtenção do valor de KK_{ro} tirado da figura 2.9 é de 1.207 MPa/ciclo. Com esse valor de m obtém-se para KK_{ro} o valor de $4.138 \times 10^{-15} \text{ m}^2$. A solução da equação (2.22) deu os seguintes valores de saturação e pressão para o caso em que tem-se saturação crítica igual a 0.03:

TABELA 2.3 RESULTADOS DA EQUAÇÃO 2.22 ($S_{gc} = 0.03$)

| So | Pressão [MPa] |
|--------|------------------|
| 0.6722 | 25.068 |
| 0.6370 | 24.930 |
| 0.6342 | 24.792 |
| 0.6318 | 24.654 |
| 0.6297 | 24.516 |
| 0.6268 | 24.309 |
| 0.6236 | 24.034 |
| 0.6207 | 23.758 |
| 0.6201 | 23.689 |
| 0.6150 | 23.068 |

figura 2.9



A saturação de óleo correspondente à pressão de 23.44 MPa foi de 0.6181. A substituição desse valor de saturação na equação (2.35) nos fornece finalmente o valor de KK_{ro} igual a $6.80 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ em unidades de campo 6.89 mD quando o valor correto é de 0.7 mD.

Usando agora os resultados obtidos diretamente da equação (2.32) obteve-se os seguintes valores para permeabilidade relativa ao óleo, KK_{ro} , e pressão:

TABELA 2.4 RESULTADOS DA EQUAÇÃO 2.32 ($S_{gc}=0.03$)

| KK_{ro} $\text{m}^2 \times 10^{-15}$ | Pressão [MPa] | (continuação) | |
|---|------------------|---------------|--------|
| 4.918 | 25.066 | 4.550 | 24.513 |
| 4.893 | 25.041 | 4.461 | 24.308 |
| 4.792 | 24.931 | 4.372 | 24.032 |
| 4.702 | 24.791 | 4.283 | 23.758 |
| 4.623 | 24.649 | 4.135 | 23.062 |

Tomando a pressão de 23.758 MPa tem-se para KK_{ro} da equação (2.32), cujos resultados estão tabelados acima, o valor de $4.28 \times 10^{-15} \text{ m}^2$. A saturação de óleo correspondente a essa pressão é obtida da equação (2.22), cujos resultados estão na tabela 2.3. Tem-se então, para S_o o valor de 0.6207. A substituição dos valores de saturação de óleo e pressão na equação (2.35) fornece o valor de KK_{ro}^0 igual á 7.01mD muito próximo do valor correto que é de 7.0mD.

Mais uma vez se fosse conhecido de antemão o valor da

permeabilidade poderíamos determinar o valor de K_r^0 . No presente caso, o método estimaria o valor de K_r^0 em 0.689 no método gráfico e em 0.701 no outro caso.

2.4 CONCLUSÕES

Os resultados obtidos permitem afirmar que:

- 1) É possível determinar parâmetros nas curvas de permeabilidade relativa a partir de testes de fluxo.
- 2) A obtenção da relação saturação-pressão no transiente é possível sem o conhecimento "a priori" das propriedades petrofísicas.
- 3) Embora os resultados teóricos sejam consistentes, na prática o método apresenta limitações, pois exige uma medição muito precisa da RGO. Os registradores de campo que medem vazões de óleo e gás ainda não têm essa precisão. Entretanto estimativas podem ser feitas usando os resultados deste trabalho.

CAPÍTULO 3 CURVAS DE PERFORMANCE

3.1 INTRODUÇÃO

Uma das ferramentas mais utilizadas na indústria do petróleo para estimar a produção de óleo num poço é o índice de produtividade (IP). O IP é definido por:

$$IP = \frac{Q_o}{\bar{P} - P_{wf}} \quad (3.1)$$

onde Q_o representa vazão de óleo, \bar{P} , pressão média e P_{wf} , pressão de fundo em fluxo no poço.

Para reservatórios onde existem apenas fluidos de pequena compressibilidade esse índice é constante e pode ser obtido da lei de Darcy. Para reservatórios de gás em solução o IP não é mais constante (como mostrado por Evinger e Muskat [10]) e a relação Q_o versus ΔP apresenta uma curvatura. A necessidade da obtenção de uma relação simples entre vazão e diferencial de pressão motivou alguns pesquisadores à apresentação de procedimentos simplificados para solução do problema. Alguns desses

procedimentos, como os de Vogel [9] e Fetkovich [5], tornaram-se bastante conhecidos e têm larga utilização nos estudos de elevação de petróleo. Este capítulo apresenta os fundamentos que baseiam os trabalhos de Vogel e Fetkovich e propõe procedimentos para o uso mais adequado desses resultados, principalmente no âmbito dos estudos de elevação de petróleo.

3.2 TRABALHO DE VOGEL

3.2.1 APRESENTAÇÃO

O trabalho de Vogel baseia-se em simulações numéricas do modelo simplificado de Weller [4] para determinação da relação Q_o versus $AP = \bar{P} - P_{wf}$ em reservatórios de gás em solução. Ele parte das seguintes suposições simplificadoras:

- 1) O reservatório é circular e completamente selado nas fronteiras, exceto no poço, com o poço completamente penetrado no centro;
- 2) O meio poroso é uniforme e isotrópico com uma saturação de água constante em todos os pontos;
- 3) Efeitos gravitacionais são desprezíveis;
- 4) Rocha e água incompressíveis;
- 5) Efeitos capilares desprezíveis;
- 6) A suposição de pseudo-permanente ($dS_o/dB_o=cte$) para reservatórios de gás em solução é aproximadamente válida, i.e., a

taxa de dessaturação de óleo no reservatório é a mesma em todos os pontos em um dado instante.

Com essas suposições e uso das equações que descrevem o escoamento de óleo e gás no meio poroso é possível resolver numericamente de forma simplificada o problema.

As equações obtidas desse modelo que permitem calcular os perfis de saturação e pressão no reservatório são as seguintes (ver apêndice B):

$$\frac{\partial P}{\partial r} = c_1 \frac{\mu_o q_o B_o}{r K K_{ro} h} \left(\frac{r_e^2 - r^2}{r_e^2 - r_w^2} \right) ; \quad (3.2)$$

$$\frac{S_o}{B_o} = \frac{S_{oi}}{B_{oi}} \left(\frac{1 - N_p - N_{pt}}{N} \right) - c_7 \frac{q_o c_{oi} \mu_{oi}}{K_{oi} h} \ln \left(\frac{r_e + r_w}{r + r_w} \right) \quad (3.3)$$

A relação entre saturação e pressão necessária para solução do par de equação acima é obtida da seguinte equação de Muskat [1] (também conhecida como de Martin [3]) obtida por balanço de materiais:

$$\frac{d \left(\frac{S_o}{B_o} \right)}{dP} = \frac{\left(\frac{S_o}{B_o} \right) \left(\frac{B_g}{B_o} \frac{1}{c_3} \frac{dR_s}{dP} - \frac{1}{B_o} \frac{dB_o}{dP} \right) + \left(\frac{1 - S_w}{B_o} - \frac{S_o}{B_o} \right) \left[B_g \frac{d(1/B_g)}{dP} \right]}{1 + \frac{K_g \mu_o}{K_o \mu_g}} \quad (3.4)$$

A partir do conhecimento dos valores de pressão e saturação iniciais, das propriedades petrofísicas e das propriedades dos fluidos, consegue-se resolver o problema. Determinando, portanto, a relação entre Q_o e ΔP para uma dada

pressão média do reservatório.

O trabalho de Vogel [9] usa diversas propriedades PVT e dados de permeabilidade relativa de reservatórios fictícios. O procedimento de Vogel foi seguido nesse trabalho e verificou-se para o conjunto de dados 1 (apêndice A) as curvas que relacionam pressão de fundo e vazão de produção para vários valores de pressão média, \bar{P} , ou fração de produção acumulada, N_p/N (figura 3.1).

Como foi observado por Vogel [9], as curvas se aproximam de uma parábola com uma mesma característica: concavidade voltada para a origem (figura 3.1).

A percepção deste fato levou-o a uma tentativa de adimensionalização das curvas ou normalização das curvas, objetivando uma solução geral para reservatórios de gás em solução.

A normalização das curvas obtidas, i.e., a divisão das pressões pela pressão média correspondente de cada curva e das vazões pelo máximo potencial de cada curva, levou-o a obtenção de uma curva única aproximada (figura 3.2), conhecida como curva de IPR normalizada. Como podemos notar com altas depleções, pressões médias mais baixas, as curvas diferem significativamente.

Verificou-se o comportamento das IPRs para diferentes tipos de óleo, levando em conta o grau API, constatando-se para óleos mais pesados uma relação $Q_o \times \Delta P$ com caráter quadrático pouco acentuado, tendendo a uma reta.

Vogel aponta desvios significativos na generalização da

curva de IPR quando:

- 1) Há presença de skin no poço.
- 2) Há presença de óleos muito viscosos.

Após analisar 21 tipos diferentes de reservatórios fictícios, Vogel obteve uma curva de referência para reservatórios de gás em solução fig 3.3 dada matematicamente por:

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{\bar{P}} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \quad (3.5)$$

onde Q_{omax} - máximo potencial do poço(vazão max.)

\bar{P} - pressão média

P_{wf} - pressão de fundo em fluxo

É relevante lembrar que a curva obtida por Vogel é um valor de referência para estimativas da produção de um poço, obtida de uma "média" para 21 diferentes tipos de reservatório e não deve ser usada se outros meios mais precisos para determinação da performance de reservatórios estiverem disponíveis.

3.2.2 LIMITAÇÕES

Como foi dito anteriormente, o procedimento de Vogel foi seguido nesse trabalho. Analisa-se agora os efeitos da pressão de Bolha, da depleção, permeabilidade absoluta, raio do reservatório, grau API do óleo e saturação de gás crítica. Como mostrado nas figuras 3.4,3.2,3.5, 3.7, 3.8 e 3.6. Análise similar foi também desenvolvida por Klins e Majcher [13].

O efeito da pressão de Bolha afeta as IPRs normalizadas de modo significativo, fato não apontado por Vogel. Ele usou apenas valores de pressão de Bolha em torno de valores de pressão de 2000 psi. A conclusão tirada da fig 3.4 é de que o caráter quadrático da curva normalizada fica acentuado quando aumentamos

figura 3.1

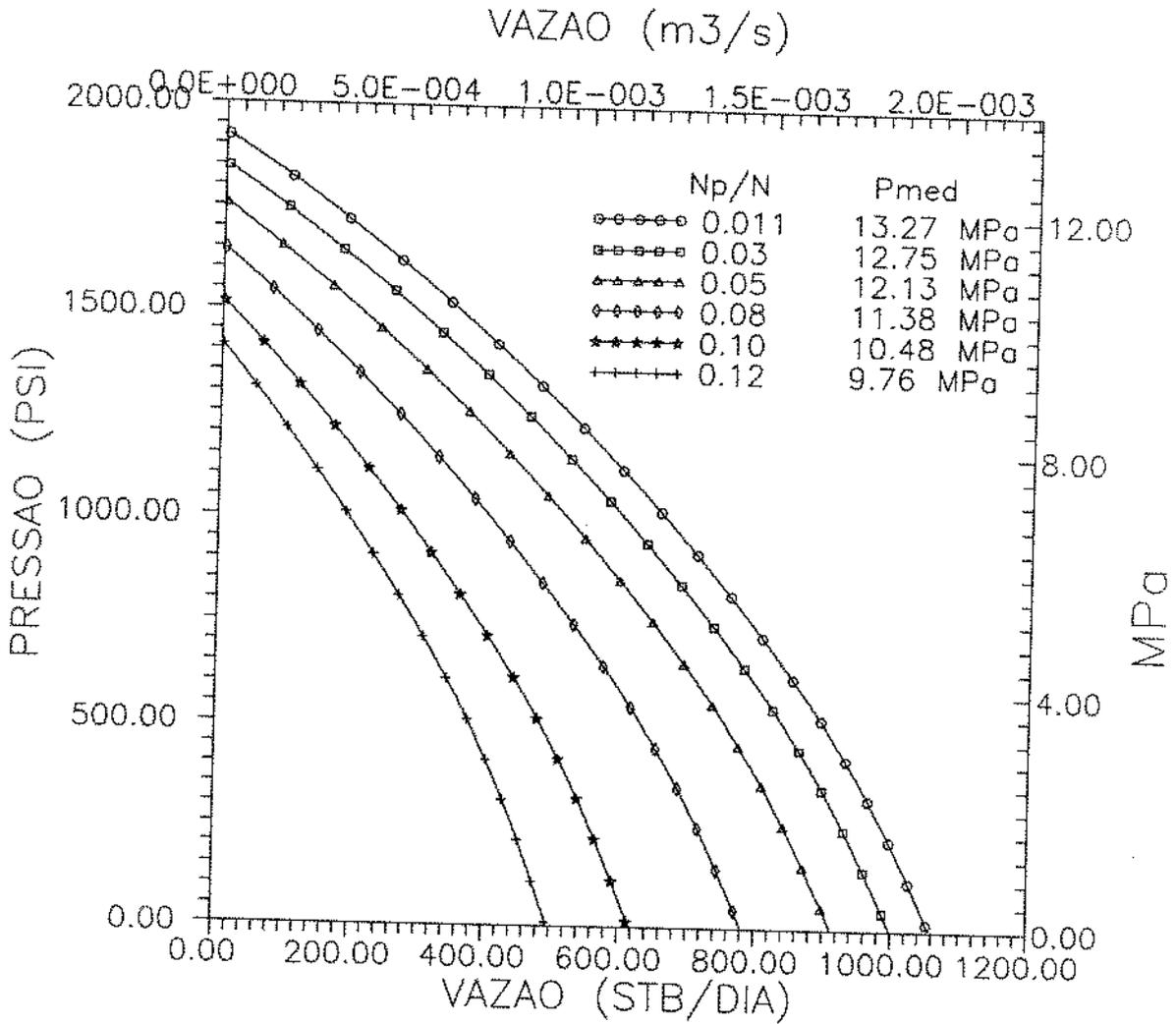


figura 3.2

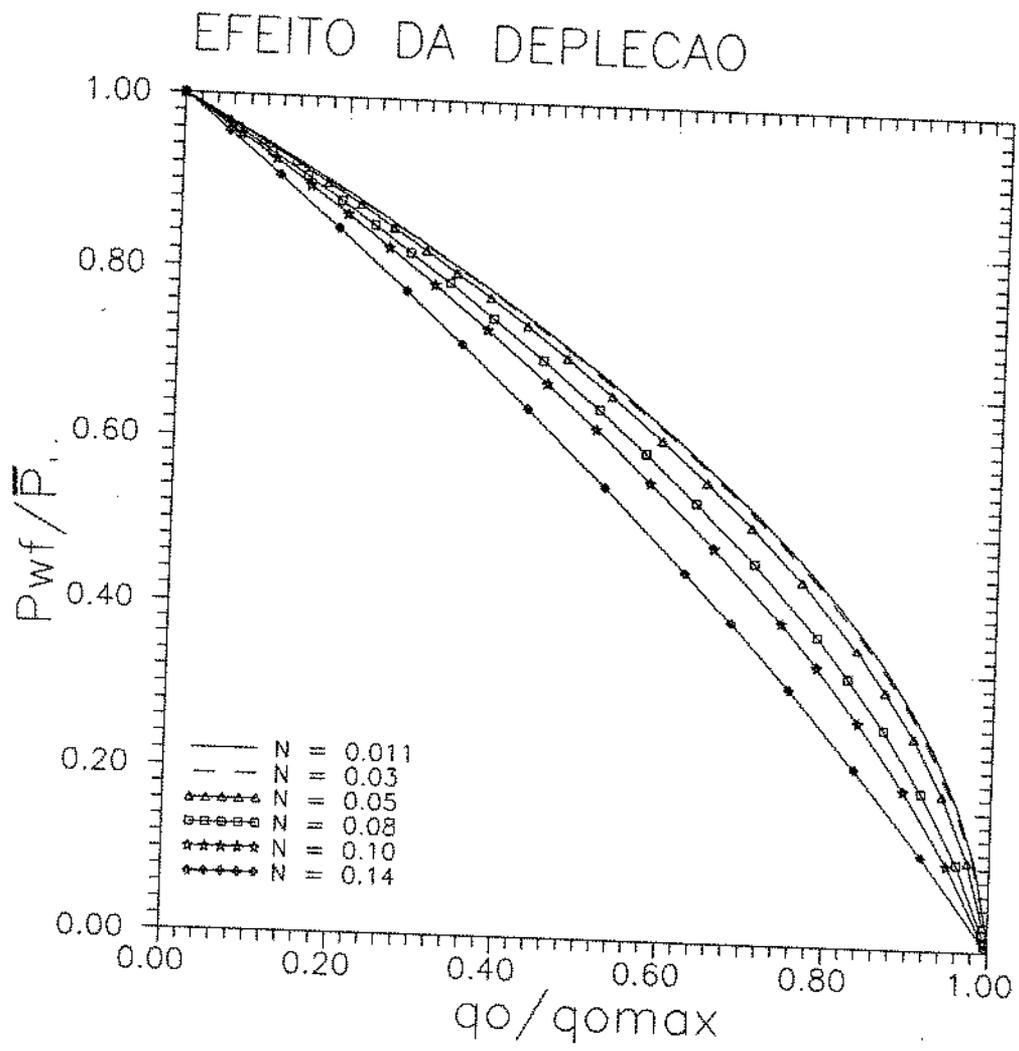
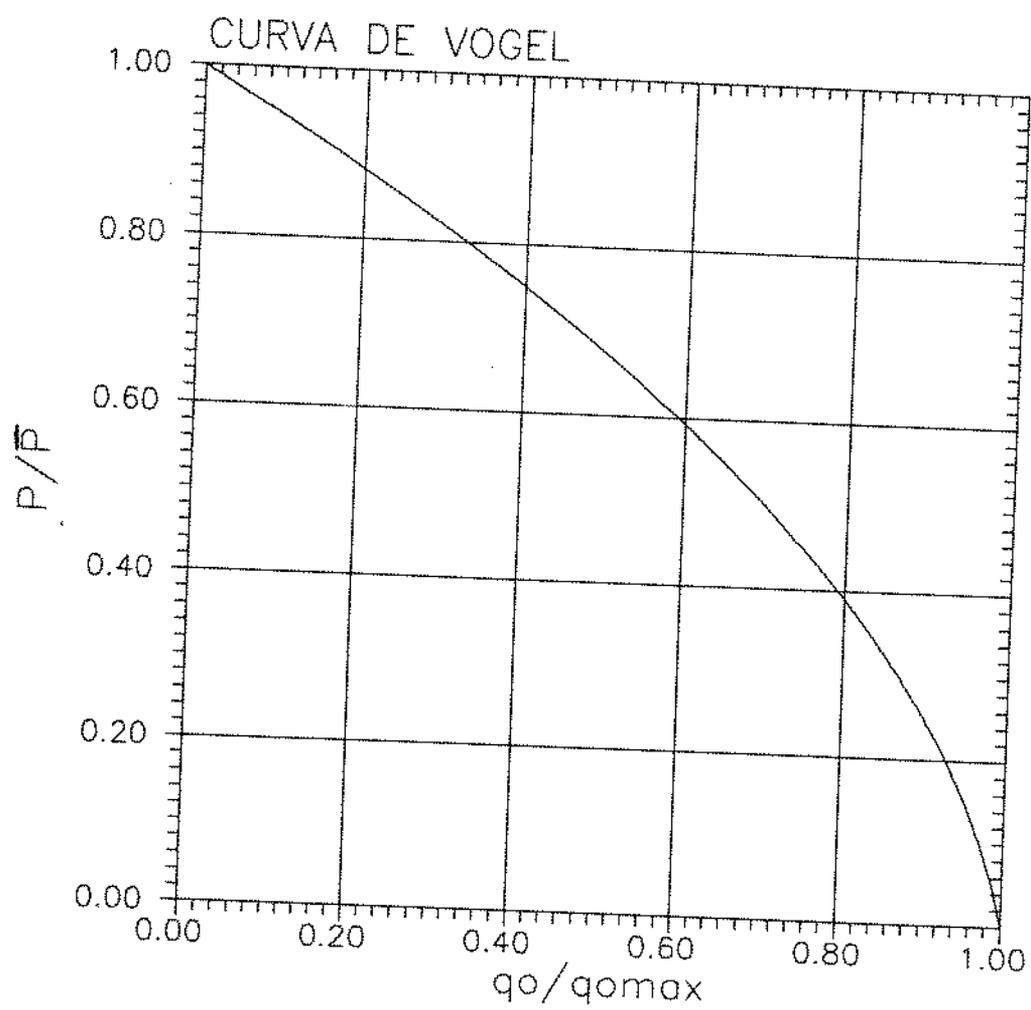


figura 3.3



o valor da pressão de Bolha inicial, isto implica num aumento de vazão menor do que o esperado pelas curvas IPR de Vogel devido a uma mesma queda de pressão no poço.

Verificamos com o modelo de Vogel a influência de outros parâmetros como: saturação crítica de gás, depleção (pressão média), permeabilidade, raio de reservatório.

Observou-se que a depleção e o ponto de bolha têm um efeito significativo nas curvas de IPR. Klins and Majchen [12] propõem uma relação empírica para levar em conta os dois efeitos mais significativos observados das simulações, pressão de Bolha e pressão média.

Essa relação é obtida por regressão de dados de simulação de vários reservatórios fictícios e está descrita abaixo:

$$\frac{Q_o}{Q_{o\max}} = 1 - 0.205 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) - 0.705 \left(\frac{P_{wt}}{\bar{P}} \right)^m \quad (3.6)$$

onde:

$$m = \left(0.28 + 0.72 \frac{\bar{P}}{P_b} \right) (1.24 + 0.001 P_b) \quad (3.7)$$

3.2.3 INCORPORAÇÃO DO EFEITO DE PELÍCULA POR STANDING

As simulações de Vogel [9] não levaram em conta a presença do efeito de película, skin. Standing [11] propôs a partir da

figura 3.4

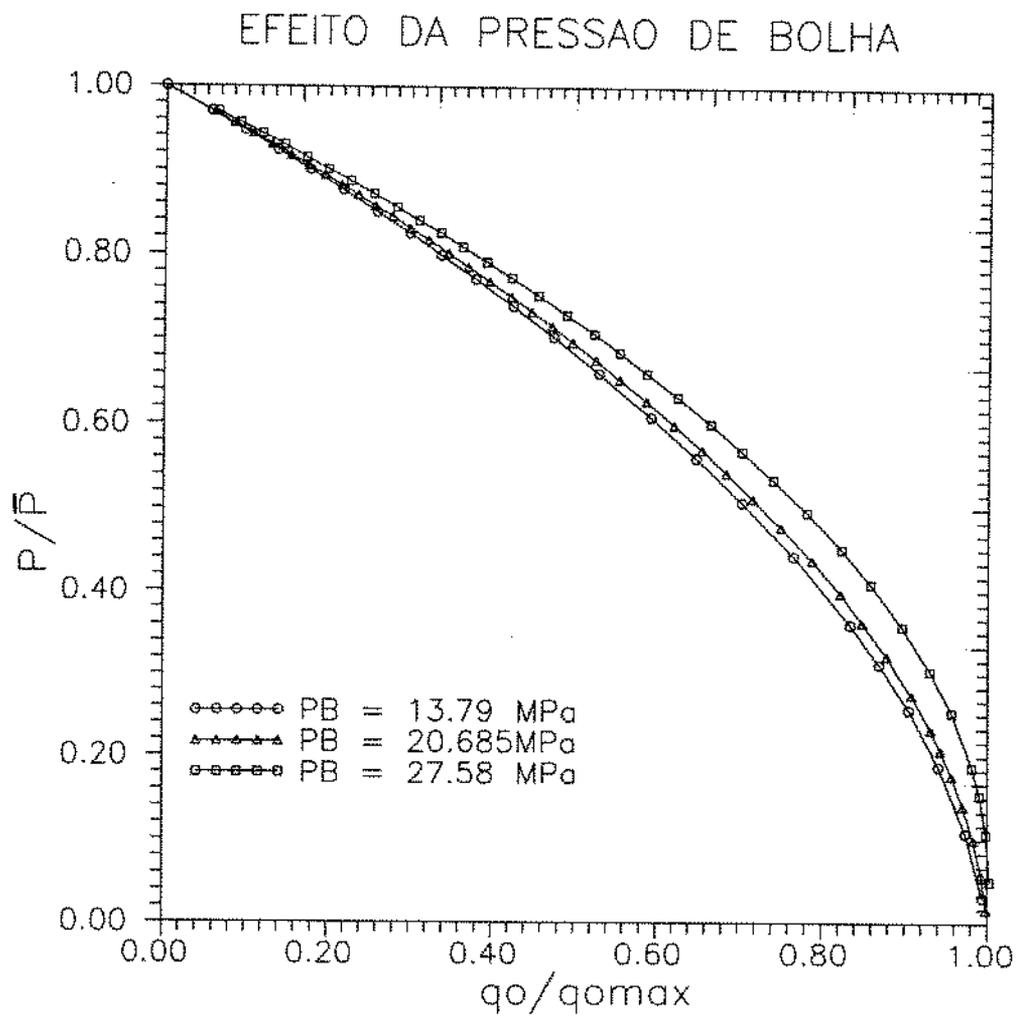


figura 3.5

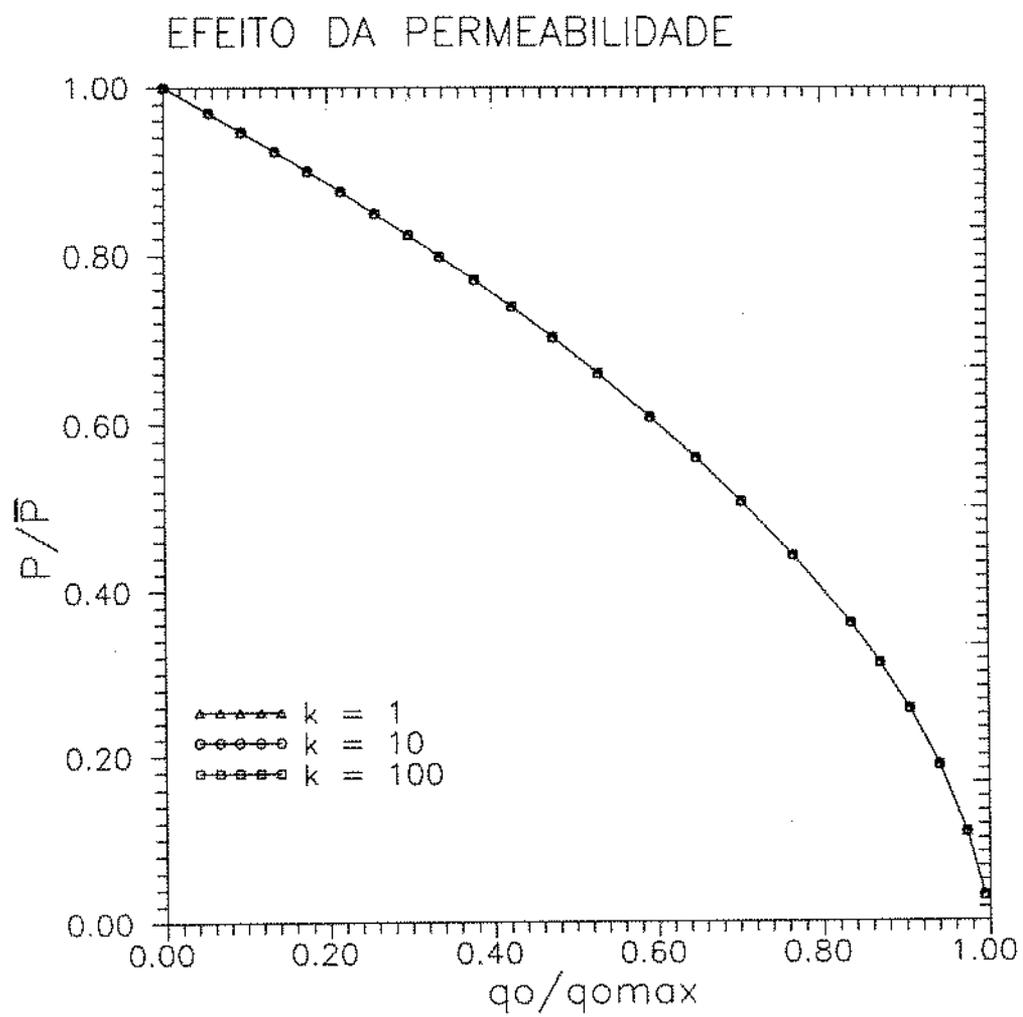
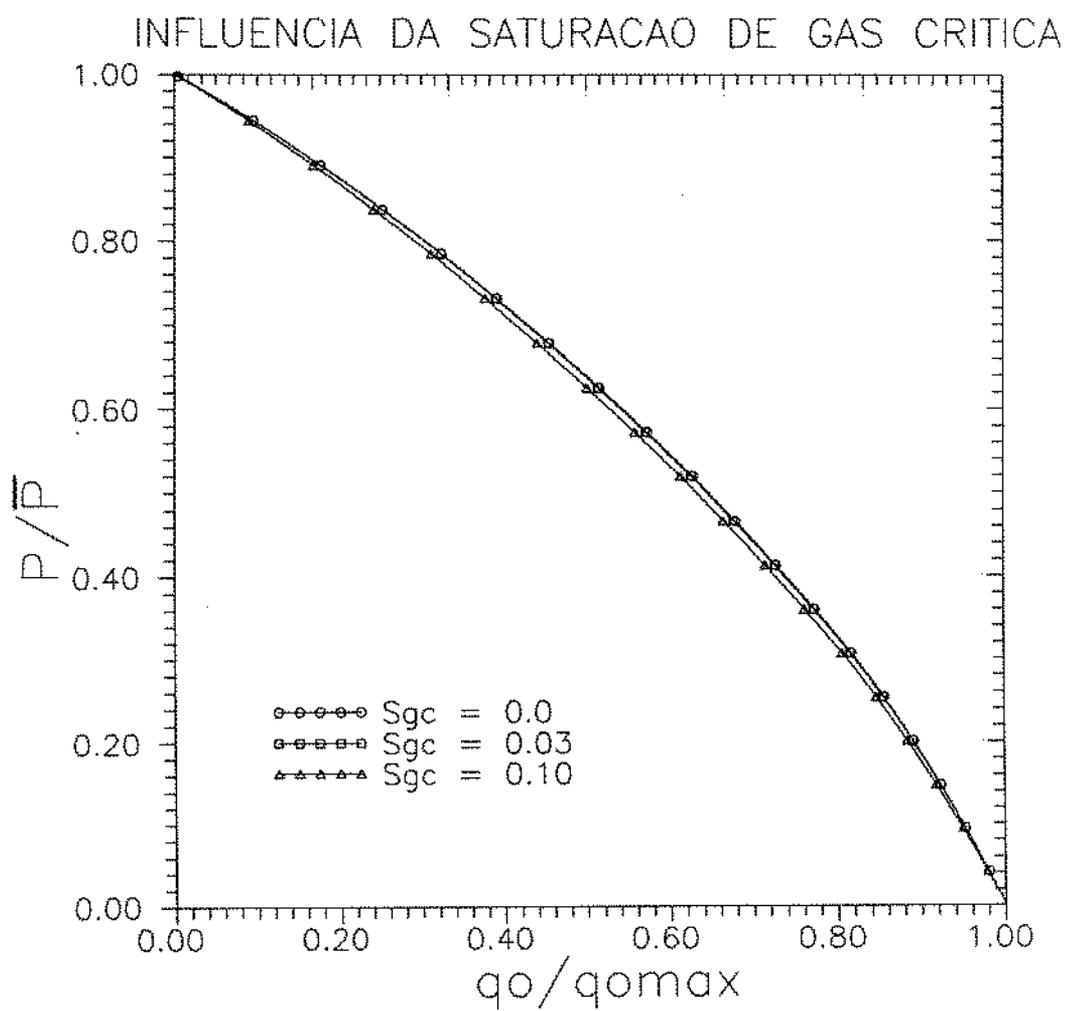
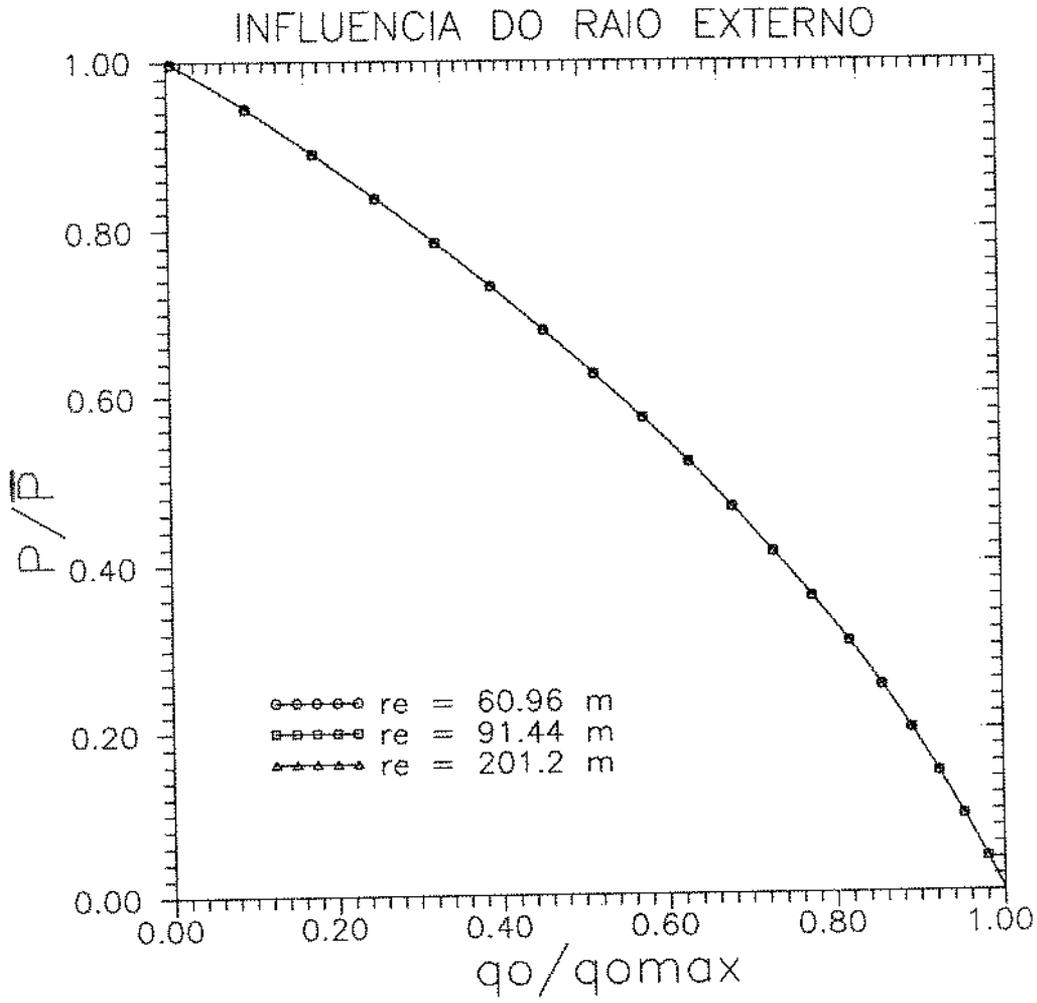
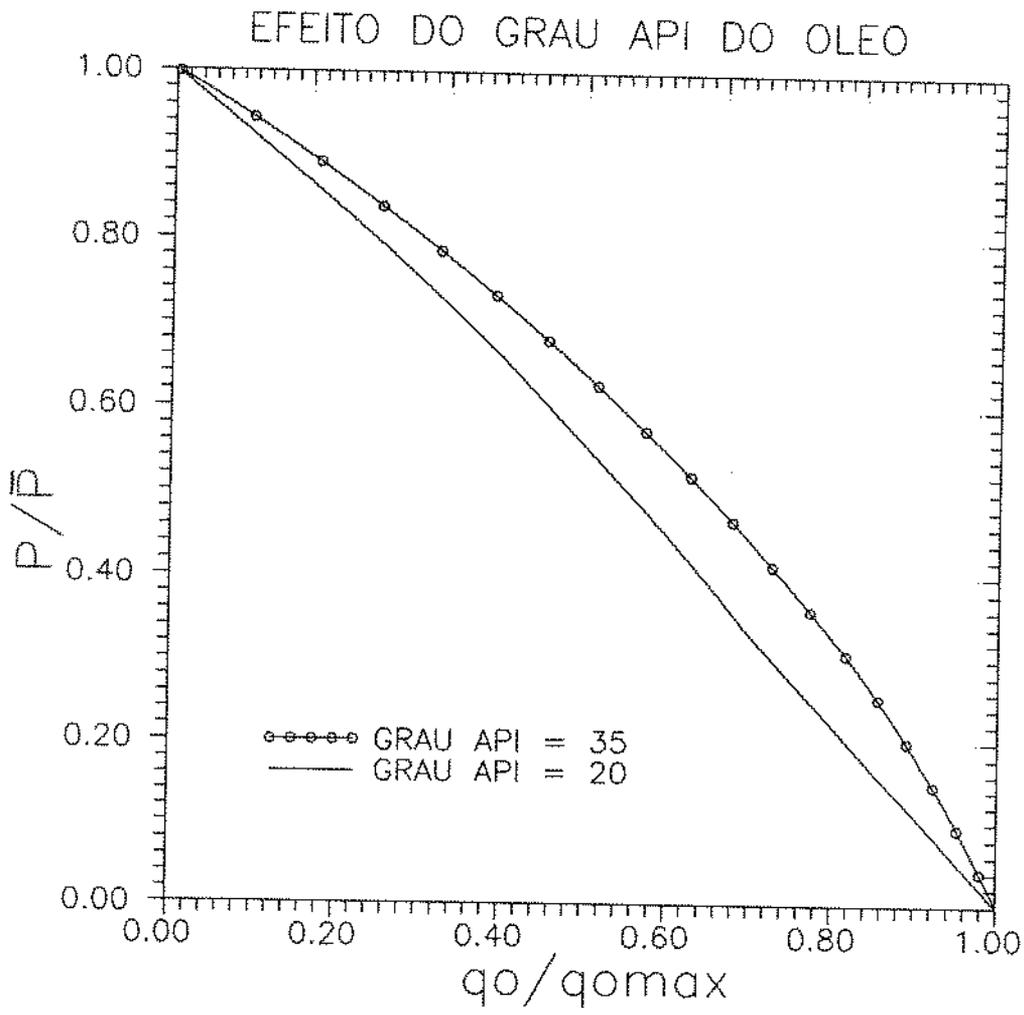


figura 3.6



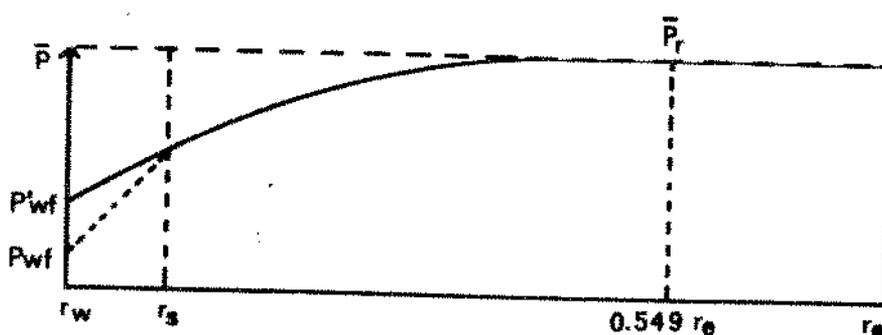




definição de eficiência de fluxo, um meio de obtenção de curva de IPR para levar em conta o dano (positivo ou negativo).

A eficiência de fluxo é definida como:

$$EF = \frac{\bar{P} - P_{wf}'}{\bar{P} - P_{wf}} \quad (3.8)$$



onde,

$$P_{wf}' = P_{wf} + \Delta P \text{ skin} \quad (3.9)$$

substituindo (3.9) em (3.8) dá:

$$EF = \frac{\bar{P} - (P_{wf} + \Delta P \text{ skin})}{\bar{P} - P_{wf}} \quad (3.10)$$

Pode-se expressar (3.10) em termos do efeito de película, S .

Como mostrado por Camacho [13], a seguinte expressão é válida para expressar a vazão no poço centrado num reservatório circular de fronteiras seladas durante o período em que a influência da fronteira externa é sentida:

$$q_o = \frac{2\pi Kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S \right]} \int_{P_{wf}}^{\bar{P}} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} dP \quad (3.11)$$

se $S = 0$ vem:

$$q_o = \frac{2\pi Kh}{\left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right)} \int_{P_{wf}}^{\bar{P}} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} dP \quad (3.12)$$

Aproximando-se $\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}$ por um valor médio $\frac{\overline{K_{ro}}}{\mu_o B_o}$ entre P_{wf} e \bar{P} , vem de (3.11):

$$q_o = \frac{2\pi Kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S} \left(\frac{\overline{K_{ro}}}{\mu_o B_o} \right) (\bar{P} - P_{wf}) \quad (3.13)$$

e de (3.12):

$$q_o = \frac{2\pi Kh}{\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4}} \left(\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} \right) (\bar{P} - P_{wf}) \quad (3.14)$$

A divisão de (3.14) e (3.13) dá:

$$EF = \frac{\bar{P} - P_{wf}'}{\bar{P} - P_{wf}} \approx \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S} \quad (3.15)$$

Para se encontrar as curvas propostas por Standing [10] faz-se o seguinte procedimento:

Rearranjando (3.15), vem:

$$P_{wf}^{EF=1} = P_{wf} EF + (1 - EF)\bar{P} \quad (3.16)$$

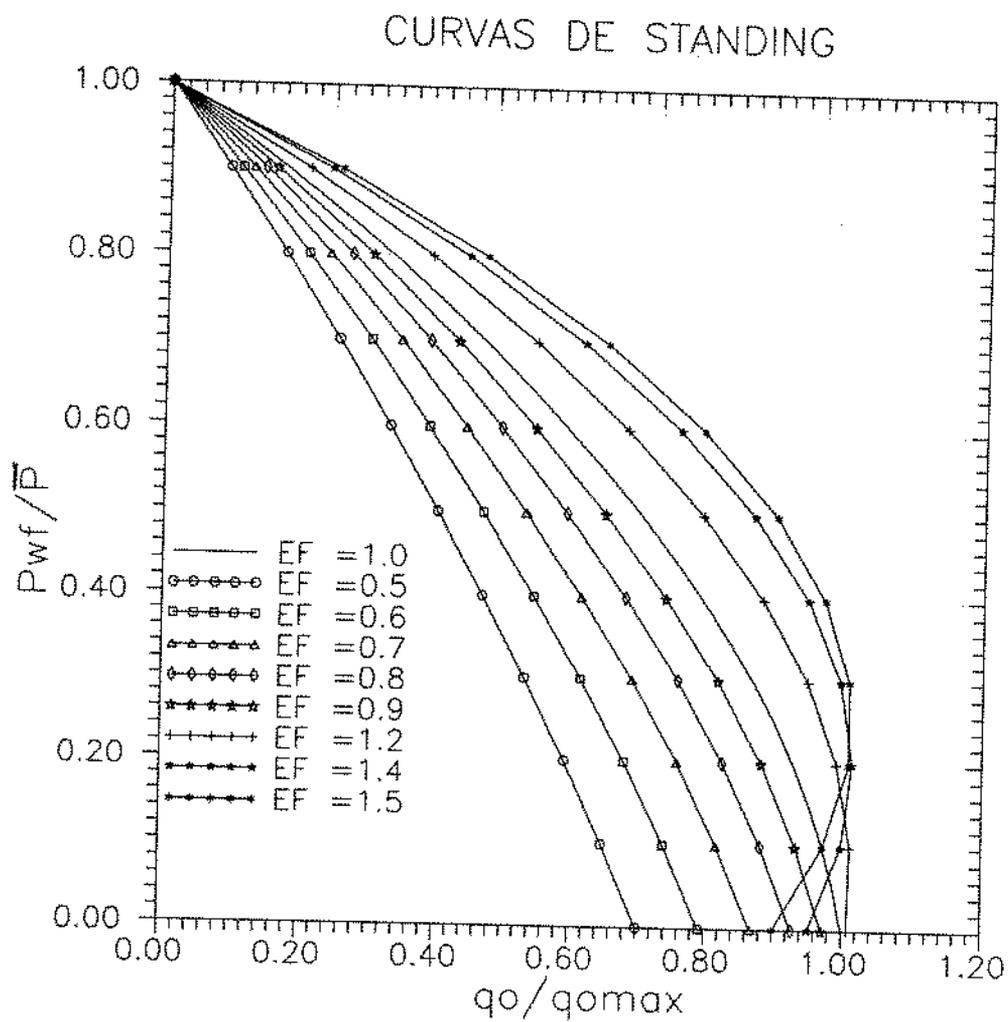
Substituindo (3.16) em (3.5) obtém-se:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}^{EF=1}} = 1 - 0.2 \left[\frac{P_{wf}}{\bar{P}} EF + 1 - EF \right] - 0.8 \left[\frac{P_{wf}}{\bar{P}} EF + 1 - EF \right]^2 \quad (3.17)$$

$$\frac{q_o}{q_{o\max}^{EF \neq 1}} = \frac{\frac{q_o}{q_{o\max}^{EF=1}}}{1 - 0.2(1 - EF) - 0.8(1 - EF)^2} \quad (3.18)$$

Como apontado por Brown [12], as curvas obtidas por Standing falham quando a eficiência de fluxo é maior do 1.0, isto porque, para danos negativos teríamos uma diminuição de vazão devido a um aumento de ΔP , $(\bar{P} - P_{wf})$. A figura 3.9 ilustra esse fato.

figura 3.9



Recentemente Camacho observou através de simulação que o caráter quadrático da relação $Q_0 \times \Delta P$ não é alterado pela presença do skin. A partir dessa observação ele definiu eficiência de fluxo para reservatórios de gás em solução numa forma similar à usada em reservatórios de gás de maneira que:

$$EF \text{ (eficiência de fluxo)} = \frac{\left(1 + \frac{VP_{wf'}}{\bar{P}}\right) \left(1 - \frac{P_{wf'}}{\bar{P}}\right)}{\left(1 + \frac{VP_{wf}}{\bar{P}}\right) \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}}\right)} \quad (3.19)$$

onde $V = 0.8$ (Vogel).

A motivação para o uso da definição de EF acima é que a eficiência de fluxo deve refletir a forma quadrática da equação de performance de produtividade. Com o uso dessa nova definição de eficiência de fluxo não se observa como vemos na figura 3.10 a impossibilidade física do procedimento de Standing.

As conclusões de Camacho [14] afirmam que os resultados obtidos com a nova definição de eficiência de fluxo. São consistentes para $EF's > 1$ e mais precisos do que os de Standing quando os valores da eficiência de fluxo são menores que 1.0.

3.2.4 INCORPORAÇÃO DO EFEITO DE PELÍCULA

No apêndice C mostra-se como é incorporado o efeito de película a poços de reservatórios de gás em solução. Para levar em conta esse efeito modela-se o reservatório de modo composto e com

as suposições simplificadoras já citadas chega-se às seguintes equações:

$$q_o = \frac{2\pi Kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2} + S \right]} \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{K_{r_o}}{\mu_o B_o} dP \quad (3.20)$$

$$q_o = \frac{2\pi Kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S \right]} \int_{P_{wf}}^{\bar{P}} \frac{K_{r_o}}{\mu_o B_o} dP \quad (3.21)$$

Essas equações foram usadas para a geração de curvas de produtividade normalizadas, figura 3.11, como pode-se observar da figura o caráter quadrático das curvas não é alterado pela presença do efeito de película. A figura 3.12 mostra um gráfico de vazão contra pressão de fluxo normalizados pela vazão máxima sem considerar o efeito de película. As curvas indicam, como esperado, um aumento de produtividade quando temos danos negativos e diminuição quando se tem danos positivos. O uso dessa equação nos permite, por exemplo, prever de quanto seria o aumento de vazão após uma operação de estimulação de um poço. Mais tarde apresentar-se-á como procedimento para determinação de curvas de performance o procedimento descrito acima quando se fará a comparação com resultados de simulação.

3.2.5 CONCLUSÕES

A curva de Vogel é uma curva de referência tirada de uma média de simulações numéricas de 21 reservatórios fictícios e não deve ser usada se meios mais precisos de previsão de performance forem disponíveis. Mais adiante tais meios serão apresentados como proposta deste trabalho.

Como se pode observar nos gráficos, há divergências significativas da curva proposta por Vogel quando a fração de óleo recuperada é alta, pressão média baixa. Outro fator que pode ser levado em conta no uso da IPR é a pressão de bolha do reservatório.

Os reservatórios fictícios de Vogel levaram em conta apenas óleos com pressão de bolha em torno de 2000psi(13.79MPa). O caráter quadrático fica mais acentuado quando há pressões de bolha mais altas, isto é, o aumento de vazão correspondente a uma mesma queda de pressão nesse caso seria menor do que o previsto pela curva de referência de Vogel.

Por último, a incorporação do skin ao modelo mostrou que o caráter quadrático não é alterado pela presença do efeito de película.

figura 3.10

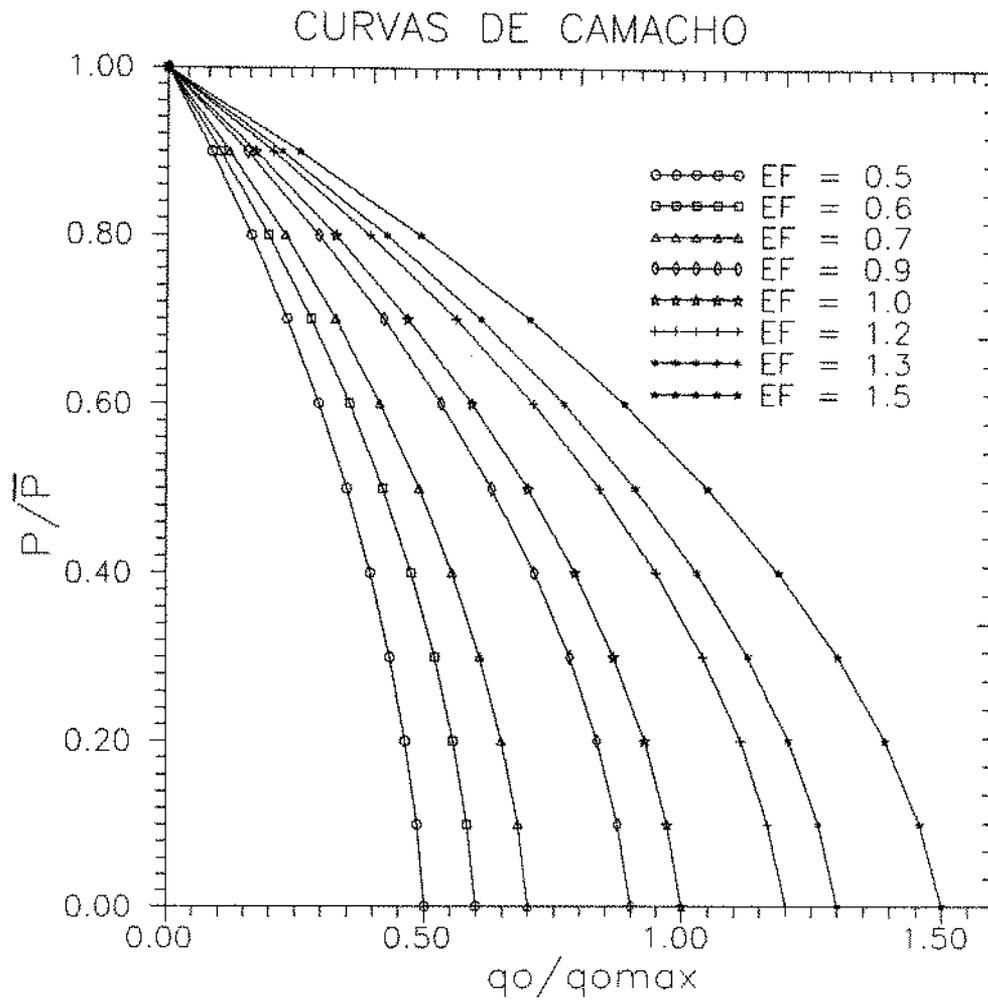


figura 3.11

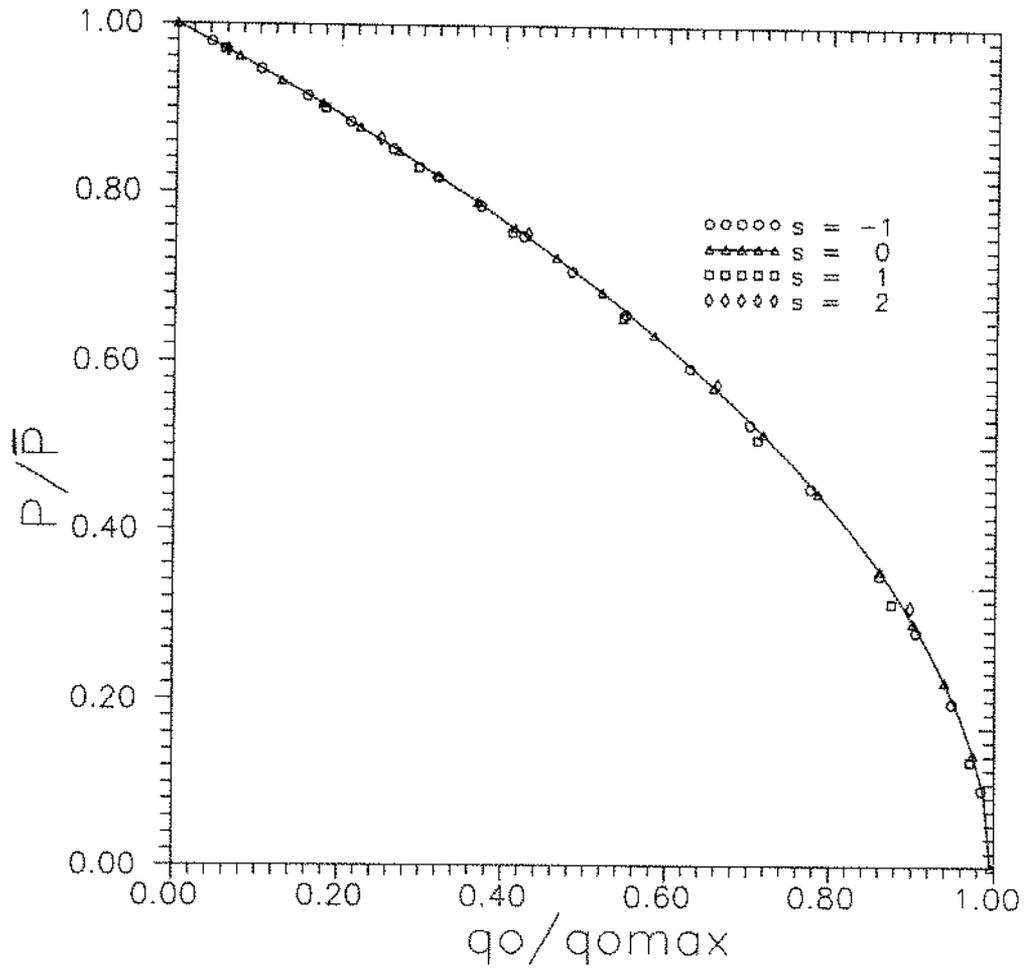
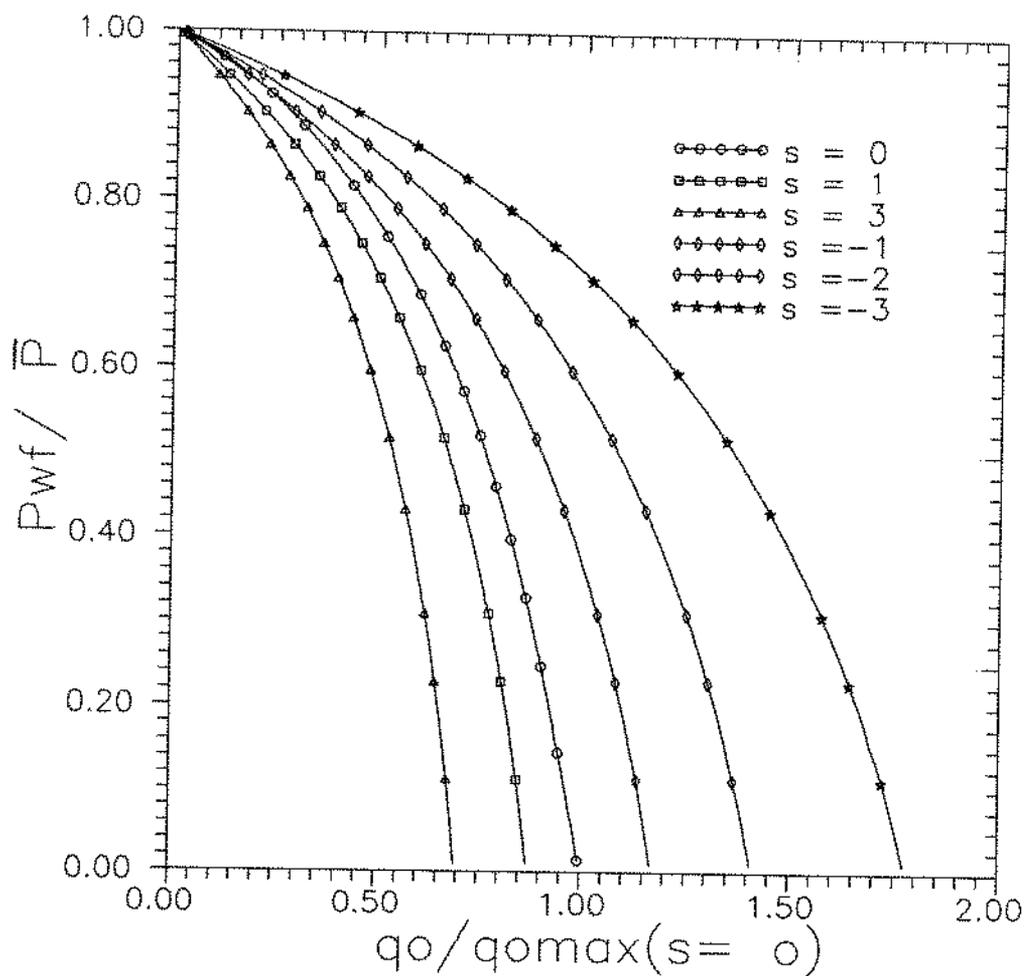


figura 3.12



3.3 TRABALHO DE FETKOVICH

3.3.1 APRESENTAÇÃO

Baseado em observações de campo, Fetkovich [5], em 1973, propôs o uso de curvas de produtividade. Para poços em reservatórios de gás em solução similares às usadas em poços de água.

Em seu trabalho é proposta a seguinte equação para a análise de produtividade de poços:

$$q_o = J_o' (\bar{P}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (3.22)$$

onde J_o' e n parâmetros determinados por testes.

Foram considerados reservatórios com permeabilidade variando de 6md a 1000md. As condições de pressão variavam de reservatórios altamente subsaturados a reservatórios inicialmente à pressão de Bolha e campos parcialmente depletados com saturação de gás acima da crítica.

Os testes realizados nos poços selecionados para a análise são os mesmos usados em poços de gás. Os testes mais usados são o "flow-after-flow" e o teste isócrono que basicamente consistem em se plotar num gráfico logxlog os valores de $(P_r^2 - P_{wf}^2)$ contra q_o (vazão). Como observado por Fetkovich, o gráfico obtido dessa forma resulta em uma reta e os parâmetros J_o' e n são

determinados respectivamente pelos coeficientes linear e angular da reta.

Como feito por Vogel, é possível encontrar uma expressão geral (curva única de referência) para as curvas de IPR de Fetkovich, bastando para isso que se adimensionalize a equação (3.16). Fazendo-se isso, obtém-se:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = \left(1 - \left(\frac{P_w^2}{\bar{P}_r^2} \right)^n \right) \quad (3.23)$$

n seria o parâmetro determinado pelos testes citados anteriormente. Pode-se simplificar ainda mais a equação (3.23) assumindo-se para n um valor médio. O valor usado para n é 1.0 de forma que a equação (3.23) fica:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = \left(1 - \left(\frac{P_w^2}{\bar{P}_r^2} \right)^{1.0} \right) \quad (3.24)$$

Portanto a curva de IPR de Fetkovich para um dado poço pode ser determinada, como a curva de Vogel, através de um dado de teste, desde que já se conheça de antemão a pressão de saturação e a pressão média do reservatório.

As principais conclusões do referido trabalho são:

1) Poços de óleo em reservatórios de gás em solução se comportam de uma forma muito parecida com os poços de gás no que se refere ao caráter linear da relação $\log(Q_o)$ contra $\log(\bar{P}^2 - P_w^2)$.

2) O expoente n para testes de poços de óleo determinados da relação $\log(Q_o) - \log(\Delta(P^2))$ varia entre 0.568 e 1.000, muito próximo dos limites comumente aceitos para poços de gás.

3) Um termo de fluxo não-Darciano é geralmente necessário para levar em conta inclinações menores do que 1.0 obtidas de curva de performance.

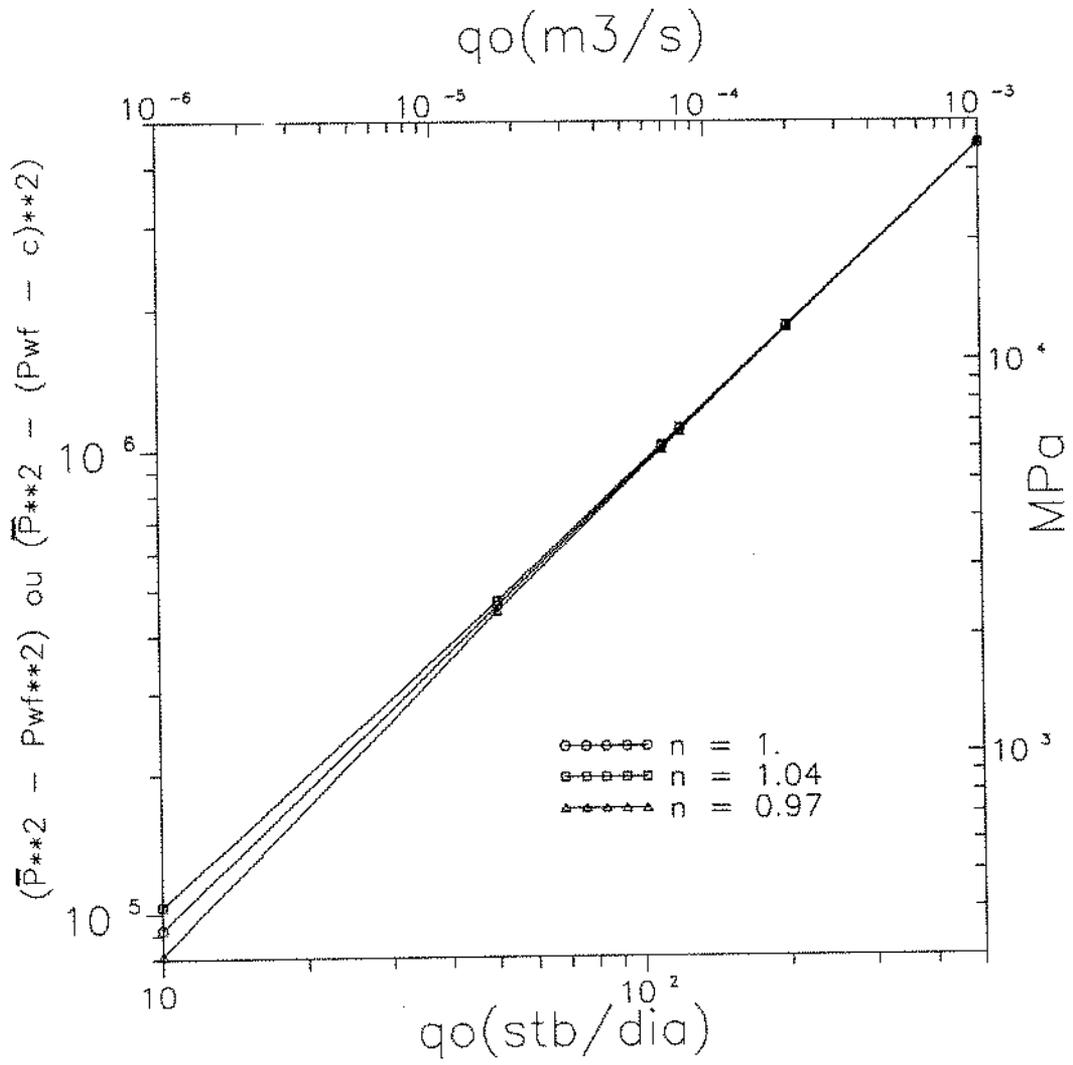
3.3.2 DISCUSSÃO

O trabalho de Fetkovich é visto como uma comprovação de campo do trabalho de Vogel. O fato dos resultados apresentarem valores do expoente n menor do que 1.0, sugerem a alguns pesquisadores que os efeitos de fluxo não-Darciano não podem ser desprezados haja visto que resultados de simulação apresentam valores de n normalmente maiores do que 0.9 (o n equivalente de Vogel é 1.24).

Observou-se entretanto com o simulador, que pequenas variações de P_{wf} podem alterar significativamente o valor do expoente n . Na figura 3.13 plotamos $(\bar{P}^2 - (P_{wf} - c))^2$ e $(P_r^2 - P_{wf}^2)$ contra vazão e constatamos que valores do expoente n maiores que 1.0 do simulador podem ficar menores que 1.0 se uma pequena variação em P_{wf} é introduzida.

Uma observação importante é que se a pressão de fundo medida no campo tiver discrepâncias mínimas é possível que se mascare o verdadeiro valor do expoente n e as conclusões obtidas até agora podem estar baseadas em falsos pressupostos.

figura 3.13



3.3.3 CONCLUSÕES

A proposta de Fetkovich para o uso de teste isócrono em poços de óleo para determinação da produtividade embora consistente a partir do volume de observações de campo é menos utilizado do que a relação empírica de Vogel e do que a própria relação simplificada de Fetkovich por serem as últimas de fácil obtenção e de menos custo. No entanto, se, deseja-se resultados mais precisos, é necessário o uso de métodos mais rigorosos e nesses casos pode-se usar o modelo de Weller e o teste isócronoproposto por Fetkovich. Embora falte uma base teórica, a proposta de Fetkovich é importante salientar que pelo fato de se ter comprovado no campo e com o simulador a existência de uma relação linear bem definida entre $\log Q_0 \times \log \Delta P^2$, é de se esperar que a proposta do uso de testes isócronos em poços de óleo é válida.

3.4 DETERMINAÇÃO DE CURVAS DE IPR

Nesta seção propõe-se a partir do conhecimento ou não de propriedades do fluido e da rocha, meios de se determinar curvas de performance de produtividade em reservatórios de gás em solução.

3.4.1 PROCEDIMENTOS

3.4.1.1 Dispondo de curvas de permeabilidade relativa e dados PVT dos fluidos

Procedimento 1

Com esses dados e o conhecimento da pressão e saturação iniciais do reservatório é possível prever curvas de performance usando o modelo de Weller (ver apêndice). Através de um simples programa computacional e os dados disponíveis acima, podemos determinar com rapidez a performance de vazão de um dado poço.

A figura 3.14 mostra um gráfico de pressão conta tempo adimensional, t_{da} , a curva sinalizada pelos círculos indicam resultados da simulação e a curva sinalizada por quadrados, resultados obtidos do modelo de Weller [4]. A condição de simulação foi de vazão constante. como pode-se observar da figura os resultados do modelo se aproximam com uma boa precisão dos resultados da simulação, erros maiores se observam quando se tem estágios de depleção muito avançados, ainda nesses casos o erro observado não ultrapassa 5%.

Procedimento 2

Um outro procedimento proposto por Camacho pode ser feito da seguinte forma:

Usando a equação (3.21)

$$q_o = \frac{K h}{\left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)} \int_{P_{wf}}^{\bar{P}} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} dP$$

e a suposição de que a razão gás óleo (RGO) é constante no período pseudo-permanente, é possível calcular a integral acima com o uso da equação de balanço de materias de Muskat e da expressão que calcula a RGO:

$$RGO = R_s + \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \frac{\mu_o B_o}{\mu_g B_g}$$

Dada uma saturação e pressão médias iniciais pode-se obter com a equação de Muskat a relação entre \bar{S}_o e \bar{P} a qualquer \bar{P} dado.

Com (3.21) e a suposição de RGO constante pode-se determinar a relação K_{rg}/K_{ro} contra pressão em qualquer ponto do reservatório. Desde que sejam conhecidas as curvas de permeabilidade relativa, i.e., $K_{rg}/K_{ro} \times S_o$ é conhecido. Pode-se determinar a relação saturação pressão em qualquer ponto e finalmente encontrar a relação K_{ro} -pressão necessária para a avaliação da integral na equação (3.21).

Da mesma forma, as produtividades futuras também podem ser facilmente determinadas desde que seja dada a pressão média do reservatório na qual se deseja obter a vazão.

A figura 3.15 é um gráfico linear de vazão contra tempo adimensional. A condição de simulação foi de pressão constante no

figura 3.14
modelo de weller

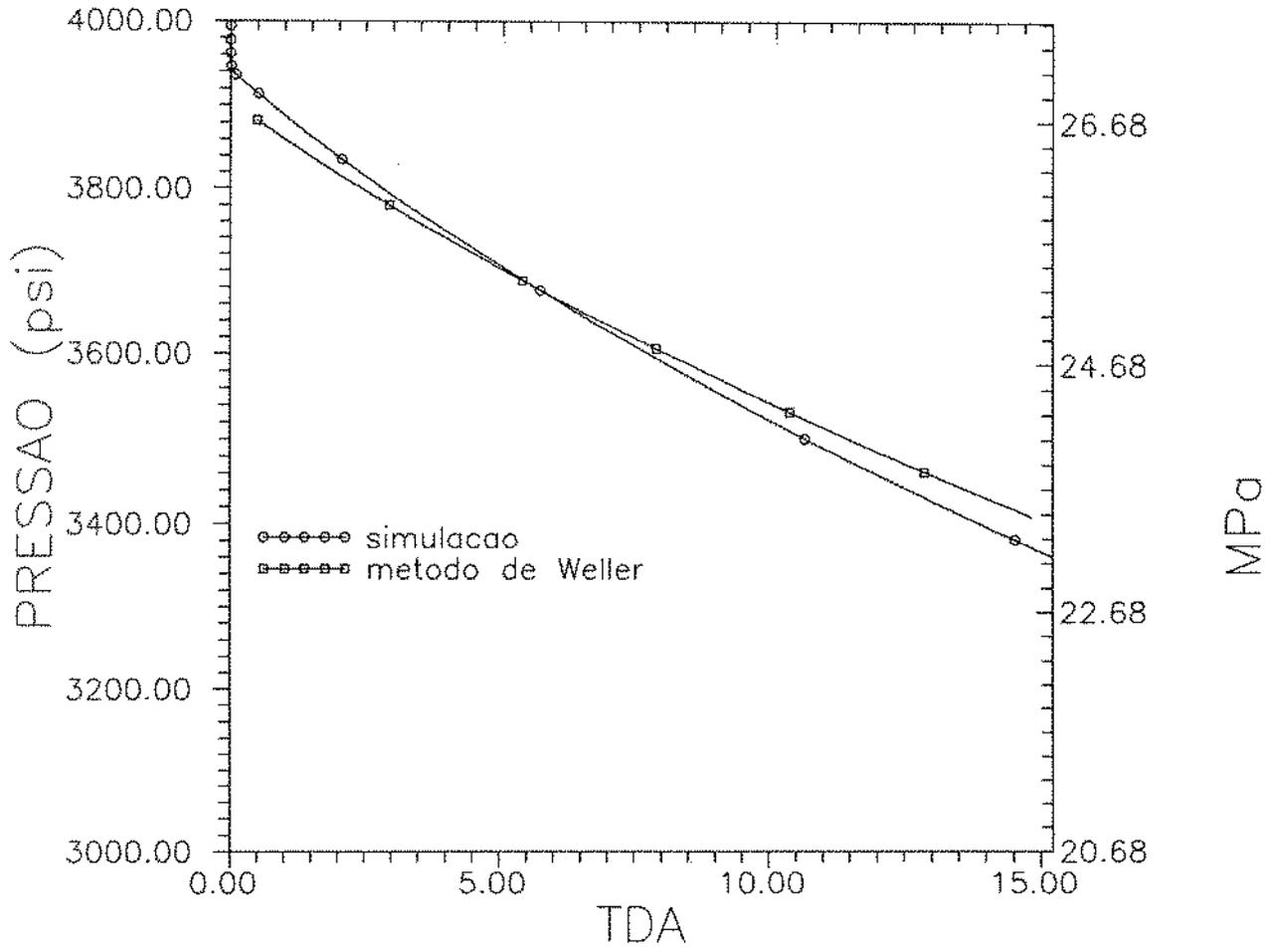
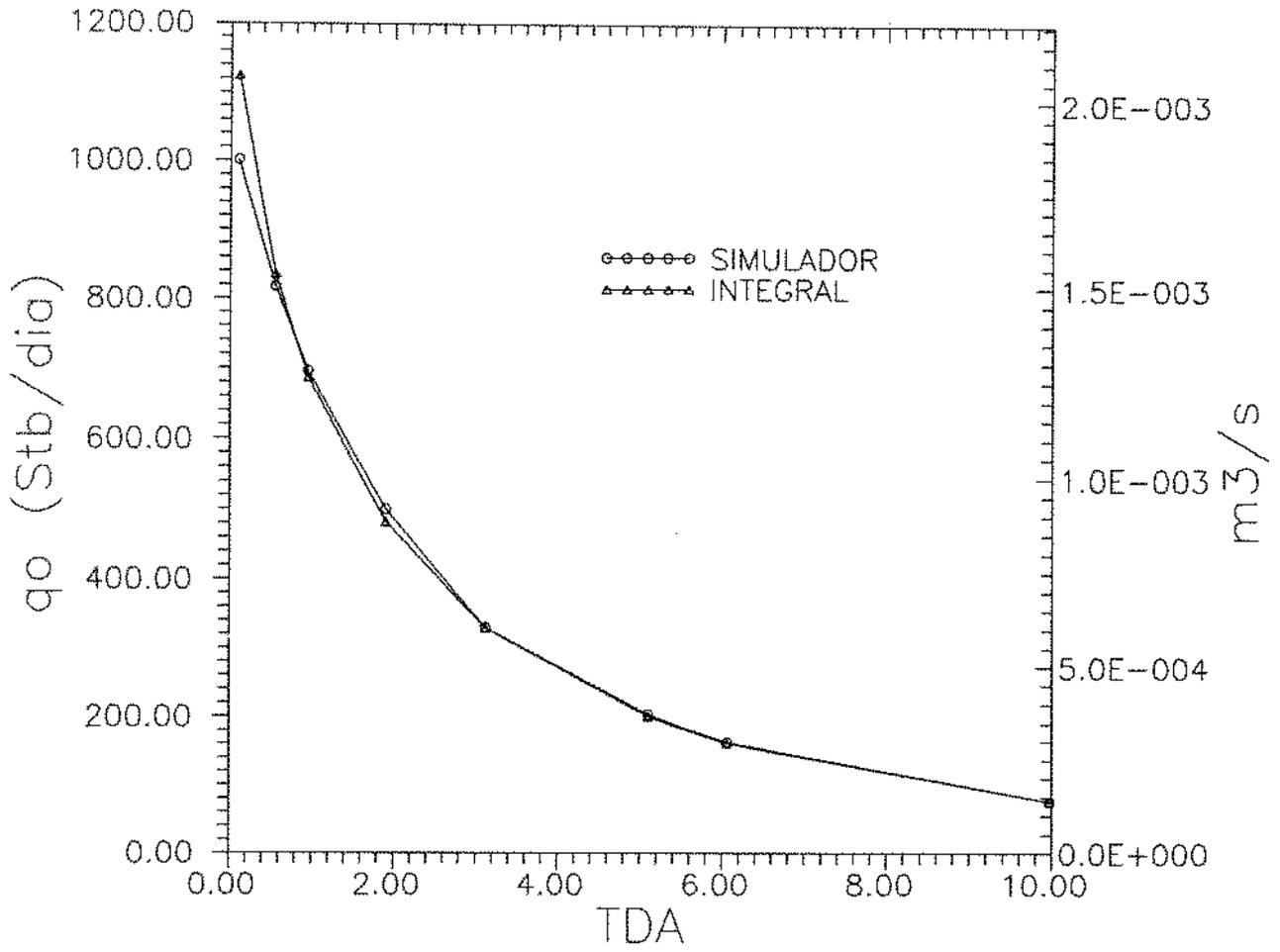


figura 3.15



poço. Os triângulos assinalam resultados da simulação e os círculos indicam resultados com o uso da integral (eq.3.21). Como pode-se observar os resultados são muito bons, exceto para tempos dimensionais pequenos, isto porque para se aaliar a integr1 dada pela equação 3.21 foi necessário assumir que a razão-gás-óleo independe da distância e essa suposição só é válida no período dominado por fronteiras. Durante esse período, como pode-se observar na figura 3.15 tem-se uma boa aproximação para o cálculo de performances. O método que utiliza a integral para cálculo de performances não se aplica quando se tem uma saturação de gás abaixo da saturação de gás crítica pois nesses casos a permeabilidade relativa ao gás será nula o que impossibilita o uso da expressão que calcula RGO para determinação da relação saturação-pressão.

3.4.1.2 Dispondo de dados PVT de fluidos e dados de teste

Neste caso, pode-se usar os procedimento propostos acima, Weller ou Camacho. Desde que se determine em um teste as curvas de permeabilidade relativas. A determinação dessas curvas de permeabilidade relativa através de um teste foi proposta no capitulo 2 deste trabalho.

Com essa informação e as equações do procedimento de Weller (apêndice B) pode-se determinar a performance de poços a partir do conhecimento de valores de pressão e saturação iniciais. Uma

forma alternativa seria através da equação (3.21).

3.4.1.3 Dispondo apenas de dados de teste

Nesse caso, tem-se que usar a curva de Vogel:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \quad (3.25)$$

ou a de Fetkovich:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (3.26)$$

A determinação da IPR com o uso das equações (3.25) e (3.26) pode ser exemplificada.

Mediu-se de um poço, os seguintes valores de pressão e vazão:

$$q_o = 3.68 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s} \quad \text{e} \quad P_{wf} = 6.874757 \text{ MPa}$$

Sabendo-se que a pressão inicial é igual à pressão de bolha de 13.790MPa, determina-se:

- 1) Da equação (3.21)

$$Q_{\text{omax}} = \frac{q_0}{1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{\bar{p}} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}} \right)^2} = \frac{3.68 \times 10^{-4}}{1 - 0.2(0.5) - 0.8(0.5)^2} =$$

$$= 5.257 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$$

2) Da equação (3.22):

$$Q_{\text{omax}} = \frac{q_0}{1 - \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}} \right)^2} = \frac{3.68 \times 10^{-4}}{1 - (0.5)^2} = 4.907 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$$

Como pode-se observar, a IPR de Fetkovich produz resultados mais conservadores do que a relação empírica de Vogel.

3.4.2 IPR's COMPOSTAS

O trabalho de Vogel foi baseado em reservatórios com pressão inicial igual à pressão de bolha. A curva de IPR sugerida por ele, portanto, não levava em conta trechos onde a pressão do poço fosse maior do que a pressão de bolha.

Patton e Golland [14] sugeriram a generalização das curvas de IPR para reservatórios com pressão inicial acima da pressão de bolha. Eles sugerem que a curva generalizada pode ser obtida a partir da curva de Vogel por meio de um deslocamento de eixos.

A IPR composta seria dada por:

$$\frac{q_o - q_{sat}}{q_c} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \quad (3.27)$$

onde: $q_{sat} = J_o(\bar{P} - P_b)$

$q_c = q_{max} - q_b$

$P_b =$ Pressão de bolha

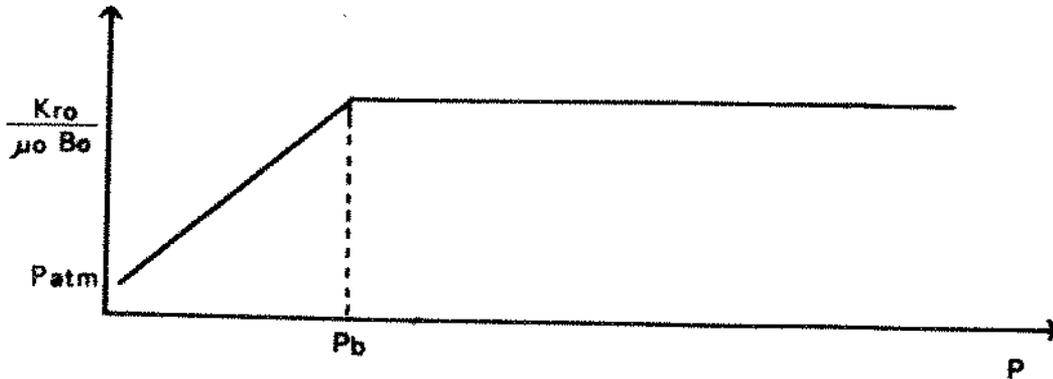
Para isso foi necessário assumir a continuidade da curva q_o x P no ponto de bolha, isto é:

$$\left. \frac{dq_o}{dP_{wf}} \right|_{P_{wf}=P_b-} = \left. \frac{dq_o}{dP_{wf}} \right|_{P_{wf}=P_b+} \quad (3.28)$$

A validade dessa suposição, entretanto não foi investigada por Patton e Golland. O objetivo dessa seção é a investigação da validade da suposição de Golland e Patton.

3.4.2.1 VALIDADE ANALÍTICA

Para isso aproxima-se a função pressão, $\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}$, por dois segmentos retos como proposto por Fetkovich.



Para pressões maiores do que a pressão de saturação a relação entre vazão e pressão pode ser aproximada por:

$$q_o = \frac{K_{ro} Kh (\bar{P} - P_{wf})}{\mu_o B_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)} \quad p / P_{wf} \geq P_b \quad (3.29)$$

Quando a pressão P , e a pressão média \bar{P} ficam abaixo da pressão de saturação, a expressão entre vazão e pressão é:

$$q_o = \frac{Kh}{\left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)} \int_{P_{wf}}^{\bar{P}} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} dP \quad p / P_{wf} \leq P_b \quad (3.30)$$

Para verificação da equação (3.20) tomamos a derivada à direita e à esquerda do ponto de bolha, P_b .

A derivada à direita do ponto de bolha dessa equação pode ser obtida da equação (3.21). Daí, vem:

$$\left. \frac{dq_o}{dP_{wf}} \right|_{P=P_b} = - \frac{K_{ro} Kh}{\mu_o B_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)}$$

A derivada da esquerda é obtida da equação (3.22), e tem como valor:

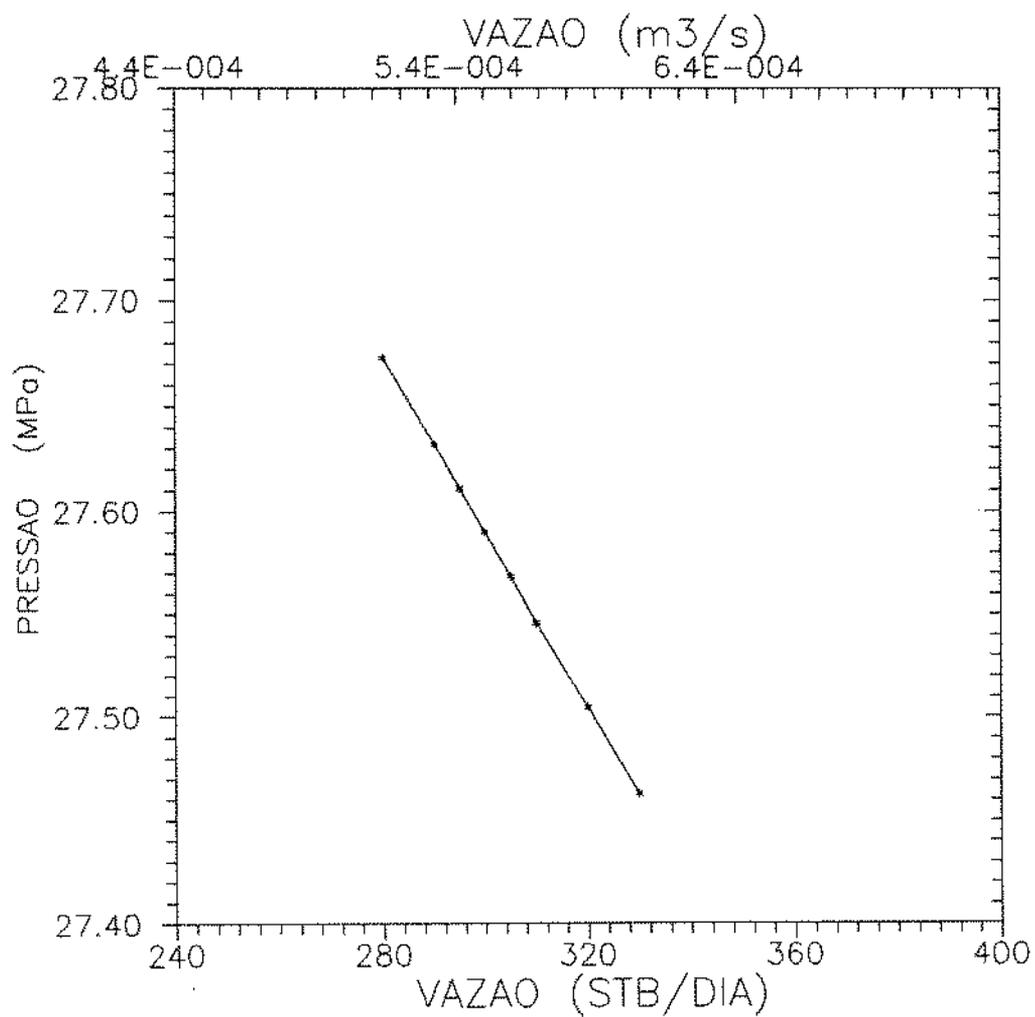
$$\left. \frac{dq_o}{dP_{wf}} \right|_{P=P_b} = \frac{Kh}{\left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)} - \left(\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{P_b} = \frac{Kh}{\left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right) \mu_o B_o}$$

Portanto, aproximadamente podemos considerar válida às IPR's compostas propostas por Patton e Goland [15].

3.4.2.2 VALIDADE NUMÉRICA

Para se verificar a validade de algumas simplificações impostas na análise anterior, examina-se com o simulador a validade da IPR composta. A figura (3.8) é um gráfico cartesiano pressão de fundo contra vazão para diversas pressões médias. Como pode-se observar, as curvas no ponto de bolha não apresentam diferenças significativas entre as inclinações, dq_o/dP_{wf} , abaixo e acima do ponto de interesse. É de se esperar, portanto, pelas análises feitas, que o uso de IPR's compostas seja válido e a proposta de Patton e Goland seja consistente.

figura 3.16
validade numérica da IPR composta



3.5 CONCLUSÕES

Diante do que foi analisado as seguintes conclusões podem ser tiradas:

O caráter quadrático das curvas normalizadas não é alterado pela presença do efeito de película.

A curva de referência de Vogel é uma aproximação válida para determinação de performances de reservatórios. Discrepâncias consideráveis são observadas quando temos depleções altas, efeitos da pressão de bolha também são consideráveis.

O modelo simplificado de Weller ou o método da integral devem ser usados nos casos em que se dispuser das propriedades PVT dos fluidos e das propriedades petrofísicas.

É possível a determinação de performances de poços com precisão a partir do conhecimento das propriedades dos fluidos e de dados de teste desde que a proposta de determinação de curvas de permeabilidade relativa do capítulo 2 seja aplicável.

A proposta de curva de IPR composta de Patton e Golland [14] nos parece ser consistente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MUSKAT, M. e Meres, M. W.: *The flow of Heterogeneous Fluids through Porous Media*, Physics, (Sept. 1936), vol.7, 346-363.
- [2] PERRINE, R. L.: *Analysis of Pressure Buildup Curves*, Drill and Prod. Prac., API (1956), 482-509.
- [3] MARTIN, J. C.: *Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and the Tenetical Foundation of Multiphase Flow Pressure Buildup Analysis*, J. Pet. Tech. (Febr. 1966), 240-246.
- [4] WELLER, W. T.: *Reservoir Performance During Two-Phase Flow*, J. Pet. Tech. (Oct. 1959), 321-323; Trans ATME, 216.
- [5] FETKOVICH, M.: *The Isochronal Testing of Oil Wells*, paper SPE 4259, apresentado na "1973 SPE Annual Technical Conference and Exhibition", Las Vegas 30, Sept. - 03, Oct.
- [6] RAGHAVAN, R.: *Well Test Analysis: Well Producing by Solution Gas Drive*, Soc. of Petr. Eng. J., (Oct. 1977), 369-376.
- [7] BOE, A. et Alli: *Two-Phase Pressure Test Analysis*, paper SPE 10224 apresentado na "1981 SPE Annual Technical Conference and Exhibition", San Antonio, 05-07 Oct.
- [8] SERRA, K. V.: *Well Testing for Solution Gas Drive Reservoirs*, dissertação de PhD., Un. of Tulsa, Tulsa 1988.
- [9] VOGEL, J. V.: *Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells*, J. Petr. Tech. (Jan. 1968), 83-92.

[10] EVINGER, H. H. e Muskat, M.: *Calculation of Theoretical Productivity Factor*, Trans. AIME (1942), 146, 126-139.

[11] STANDING, M. B.: *Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution Gas Drive*, J. Petr. Tech., (Nov. 1970) 1399-1400.

[12] BROWN, K.E.: *The Technology of Artificial Lift Methods*, vol.1, Penn Well Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1977, 15-19.

[13] KLINS, M. A. e Majcher, M. W.: *Inflow Performance Relationships for Damaged or Improved Well Producing under Solution Gas Drive*, paper SPE 19852 apresentado na "1989 Annual Technical Conference and Exhibition", San Antonio, Texas, 08-11 Oct.

[14] CAMACHO, R. G.: *Well Performance under Solution Gas Drive*, dissertação de PhD., Univ. of Tulsa, Tulsa, 1987.

[15] PATTON, L. D. e GOLLAND, M.: *Generalized IPR curves for Predicting Well Behavior*, Petroleum Engineer Int. (sept, 1980), 92-96.

[16] DAKE, L. P.: *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Elsevier Publishing Company.

[17] IKOKU, C. U.: *Natural Gas Reservoir Engineering*, John Wiley & Sons, USA, 1984.

[18] NIND, T. E. W.: *Principles of Oil Well Production*, McGraw-Hill Book Company, Ontario, Canadá, 1981.

[19] HAWKINS, M. F., Jr.: *A Note on the Skin Effect*, trans AICHE, (1956), 356-357.

[20] HATZIGNATIOU, D. G. e REYNOLDS, A. C.: *Determination of Effective or Relative Permeability Curves from Well Tests*, paper SPE 20534, apresentado "1990 SPE Annual Technical Conference and Exhibition", New Orleans, Los Angeles, 23-26, set. 1990.

[21] Standing, M. B.: *Notes on Relative Permeability Relationships*, Div. of Petroleum Engin. and Appl. Geoph., Norwegian Institute of Technology, University of Bergen, (1985).

[22] PRESS, W. H. et alli: *Numerical Recipes - The art of Scientific Computing*, Cambridge University Press, Cambridge (1987).

APÊNDICE A

Aqui são apresentados os dados PVT e propriedades da rocha usada no trabalho:

PARÂMETROS DO RESERVATÓRIO

| | | |
|--|---|--|
| • Raio do poço..... | $9.99 \times 10^{-2} \text{m}$ | (0.328 ft) |
| • Espessura da formação..... | 4.572m | (15 ft) |
| • Raio externo..... | 201.168m | (660 ft) |
| • Efeito de película, S..... | 0.0 | |
| • Pressão inicial..... | 27.58MPa | (4000 psi) |
| • Pressão de bolha inicial..... | 27.58MPa | (4000 psi) |
| • Permeabilidade absoluta..... | $9.86923 \times 10^{-15} \text{m}^2$ | (10 mD) |
| • Porosidade, ϕ | 0.3 | |
| • Satuação de água conata..... | 0.3 | |
| • Saturação de gás crítica..... | 0.0 | |
| • Saturação de óleo residual..... | 0.0 | |
| • Inclinação da curva de compressibilidade acima do ponto de bolha..... | $1.0 \times 10^{-9} \text{Pa}^{-1}$ | ($1.0 \times 10^{-5} \text{psi}^{-1}$) |
| • Inclinação da curva de viscosidade do óleo acima do ponto de bolha..... | $1.38 \times 10^{-11} \text{s}$ | ($9.5 \times 10^5 \text{cp/psi}$) |
| • Vazão usada nas simulações..... | $1.84 \times 10^{-4} \text{m}^3/\text{s}$ | (100 stb/dia) |

DADOS PVT

Os dados abaixo correspondem a um óleo de grau API 35.

| PRESSÃO (MPa) | B_o (m^3/m^3) | μ_o (Pa.s) | R_s (m^3/m^3) | B_g (m^3/m^3) | μ_g (Pa.s) |
|------------------|------------------------|-------------------|------------------------|------------------------|-------------------|
| 0.0 | 1.0208 | .0014 | 00.00 | .1276009 | .000011 |
| 1.33069 | 1.0580 | .00135 | 7.8878 | .0947868 | .0000113 |
| 4.29268 | 1.0880 | .001164 | 21.2182 | .0280638 | .0000115 |
| 7.25397 | 1.1210 | .001011 | 34.9243 | .0158623 | .0000138 |
| 10.21527 | 1.1590 | .000881 | 49.5530 | .0108313 | .0000152 |
| 13.17588 | 1.2020 | .000768 | 65.2752 | .0081698 | .0000166 |
| 16.13718 | 1.2490 | .000671 | 82.1959 | .0065808 | .0000181 |
| 19.09917 | 1.3020 | .000587 | 100.4007 | .0055645 | .0000195 |
| 22.05978 | 1.3600 | .000515 | 119.9893 | .0048907 | .0000210 |
| 25.51405 | 1.4340 | .000446 | 144.7106 | .0043516 | .0000228 |
| 28.96901 | 1.5160 | .000391 | 171.5904 | .0039979 | .0000246 |
| 32.42397 | 1.6050 | .000348 | 200.7907 | .0037003 | .0000263 |
| 35.87825 | 1.7020 | .000317 | 232.5093 | .0034981 | .0000281 |
| 38.83886 | 1.7910 | .0003 | 261.8700 | .0034027 | .0000295 |
| 39.33045 | 1.8060 | .000298 | 266.9600 | .0033016 | .0000298 |

DADOS DE PERMEABILIDADE RELATIVA

| S_o | K_{ro} | K_{rg} |
|--------------|--------------|--------------|
| 0.200000E+00 | 0.000000E+00 | 0.900000E+00 |
| 0.250000E+00 | 0.106268E-03 | 0.791016E+00 |
| 0.300000E+00 | 0.104665E-02 | 0.689062E+00 |
| 0.350000E+00 | 0.398937E-02 | 0.594141E+00 |
| 0.400000E+00 | 0.103087E-01 | 0.506250E+00 |
| 0.450000E+00 | 0.215281E-01 | 0.425391E+00 |
| 0.500000E+00 | 0.392919E-01 | 0.351563E+00 |
| 0.550000E+00 | 0.653473E-01 | 0.284766E+00 |
| 0.600000E+00 | 0.101532E+00 | 0.225000E+00 |
| 0.650000E+00 | 0.149763E+00 | 0.172266E+00 |
| 0.700000E+00 | 0.212033E+00 | 0.126562E+00 |
| 0.750000E+00 | 0.290402E+00 | 0.878906E-01 |
| 0.800000E+00 | 0.386992E+00 | 0.562500E-01 |
| 0.820000E+00 | 0.431217E+00 | 0.455625E-01 |
| 0.840000E+00 | 0.478847E+00 | 0.360000E-01 |
| 0.860000E+00 | 0.530027E+00 | 0.275625E-01 |
| 0.880000E+00 | 0.584901E+00 | 0.202500E-01 |
| 0.890000E+00 | 0.613769E+00 | 0.170156E-01 |
| 0.900000E+00 | 0.643615E+00 | 0.140625E-01 |
| 0.905000E+00 | 0.658911E+00 | 0.126914E-01 |
| 0.915000E+00 | 0.690260E+00 | 0.101602E-01 |
| 0.920000E+00 | 0.706318E+00 | 0.900000E-02 |
| 0.925000E+00 | 0.722634E+00 | 0.791016E-02 |
| 0.930000E+00 | 0.739211E+00 | 0.689063E-02 |
| 0.935000E+00 | 0.756051E+00 | 0.594141E-02 |
| 0.940000E+00 | 0.773157E+00 | 0.506251E-02 |
| 0.945000E+00 | 0.790531E+00 | 0.425391E-02 |
| 0.950000E+00 | 0.808174E+00 | 0.351563E-02 |
| 0.955000E+00 | 0.826091E+00 | 0.284766E-02 |
| 0.960000E+00 | 0.844283E+00 | 0.225001E-02 |
| 0.965000E+00 | 0.862751E+00 | 0.172266E-02 |
| 0.970000E+00 | 0.881500E+00 | 0.126562E-02 |
| 0.975000E+00 | 0.900531E+00 | 0.978906E-03 |
| 0.980000E+00 | 0.919846E+00 | 0.562499E-03 |
| 0.985000E+00 | 0.939448E+00 | 0.316407E-03 |
| 0.990000E+00 | 0.959340E+00 | 0.140625E-03 |
| 0.995000E+00 | 0.979523E+00 | 0.351565E-04 |
| 0.100000E+01 | 0.100000E+01 | 0.000000E+00 |

APÊNDICE B

DERIVAÇÃO DO MÉTODO APROXIMADO DE WELLER [4] PARA CÁLCULO DE PERFORMANCE DE RESERVATÓRIOS DE GÁS EM SOLUÇÃO

Desprezando os efeitos gravitacionais e capilaridade pode-se rearranjar a Lei de Darcy da seguinte maneira (reservatório radial) para o fluxo da fase óleo:

$$\frac{\partial P}{\partial r} = -c_2 \frac{\mu_o}{K_o} u_o \quad (B.1)$$

$c_2 = 158,025$ (sist. inglês), $c_2 = 1$ (sist. internacional)

μ_o = viscosidade da fase óleo

u_o = velocidade radial da fase óleo

K_o = permeabilidade efetiva ao óleo, $K K_{ro}$

A equação da conservação da massa aplicada à fase óleo é dada matematicamente por:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{r}{B_o} u_o \right] = -\frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) \quad (B.2)$$

Onde S_o é a saturação de óleo, ϕ é a porosidade e B_o é o fator volume de formação de óleo.

Integrando a equação (B.2) de r a r_e e assumindo fronteira selada,

$$u_o = \frac{B_o}{r} \int_r^{r_e} \left(\frac{\partial}{\partial t} \left(r \phi \frac{S_o}{B_o} \right) \right) dr \quad (B.3)$$

Tomando ϕ como constante

$$u_o = \phi \frac{B_o}{r} \int_r^{r_e} r \left[\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o} \right) \right] dr \quad (B.4)$$

Para avaliar essa integral, fazemos a seguinte suposição: A dessaturação de óleo é independente de r para reservatórios de gás em solução no regime influenciado por fronteiras, isto é, $\frac{\partial}{\partial t} (S_o/B_o)_{\text{médio}}$ é constante e o mesmo em todos os pontos em um dado instante de tempo (comprovado por simulação numérica). A equação (B.4) reduz-se a:

$$u_o = \frac{\phi B_o}{r} \left(\frac{r_e^2 - r^2}{2} \right) \left[\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o} \right) \right]_{\text{médio}} \quad (B.5)$$

Invocando a hipótese de que a dessaturação independe do raio, o seu valor para para $r=r_w$ é

$$\left[\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o} \right) \right]_{\text{médio}} = - c_3 \frac{q_o}{\Pi (r_e^2 - r_w^2) h \phi} \quad (B.6)$$

onde $c_3 = 5,615$ (sist. inglês); $c_3 = 1$ (sist. internacional)

q_o = vazão do componente óleo (condições de superfície)

Portanto,

$$u_0 = - c_3 \frac{q_0 B_0}{2\pi r h} \left(\frac{r_e^2 - r^2}{r_e^2 - r_w^2} \right) \quad (\text{B.7})$$

e por substituição em (B.1) fornece

$$\frac{\partial P}{\partial r} = c_1 \frac{\mu_0 q_0 B_0}{r K K_{ro} h} \left(\frac{r_e^2 - r^2}{r_e^2 - r_w^2} \right) \quad (\text{B.8})$$

$c_1 = 141,2$ (sist. inglês), $c_1 = \frac{1}{2\pi}$ (sist.internacional);

A idéia da dessaturação independente da posição, $\partial(S_0/B_0)/\partial t = \text{constante}$, é fundamental para simplificar o método pela seguinte razão: se uma distribuição de saturação inicial for conhecida, as distribuições de saturação futuras são facilmente calculadas.

A distribuição de saturação inicial conhecida deve ser aquela estabelecida após o transiente, pois durante o transiente, a suposição de que a dessaturação é constante em todos os pontos não é sequer aproximadamente correta se aplicada a todo o reservatório.

Weller [4] aproximou o transiente por uma sucessão de períodos pseudo-permanentes para calcular aproximadamente a distribuição de saturação inicial, saturação correspondente ao fim do período transiente.

Ele define um raio de expansão, r_s , que a cada instante corresponderia a um raio externo, r_e , de um reservatório no pseudo-permanente. A taxa de propagação desse raio de expansão dependeria quase inteiramente de condições de fora da frente de

expansão e pouco das condições internas dessa. (Note que as condições externas são as condições iniciais).

Assim Weller deduziu uma expressão para cálculo da taxa de propagação de uma perturbação inicial em um reservatório no qual propriedades do fluido e de permeabilidade são inicialmente constantes.

Seja r_s o raio de expansão da frente de propagação, então como as condições externas à frente de propagação são as condições iniciais a equação (B.8) fica:

$$\frac{\partial P}{\partial r} = c_1 \frac{\mu_{oi} q_{oi} B_{oi}}{r K_{oi} h} \left(\frac{r_s^2 - r^2}{r_s^2 - r_w^2} \right) \quad (\text{B.9})$$

para $r_w \leq r \leq r_s$

Integrando parcialmente em relação a r , para um tempo, t , vem:

$$P(r, t) = P_{wf}(t) + c_1 \frac{\mu_{oi} q_{oi} B_{oi}}{(r_s^2 - r_w^2) K_{oi} h} \left(r_s^2 \ln \frac{r}{r_w} - \frac{r^2 - r_w^2}{2} \right) \quad (\text{B.10})$$

onde $P_{wf}(t)$ é determinado para $r = r_w$

$$P_{wf}(t) = P_i - c_1 \frac{q B \mu}{K h} \left(\frac{1}{2} \ln \left(\frac{K t}{\phi \mu c r_w^2} \right) + c_4 \right) \quad (\text{B.11})$$

onde $c_4 = -2.128$ (sist. inglês); $c_4 = 0.1526$ (sist. internacional)

A equação (B.11) é a solução para vazão constante para o fluxo radial durante o transiente para um fluido de pequena

compressibilidade.

Se apenas ao óleo é permitido fluir inicialmente, então:

$$\frac{q\mu B}{K} = \frac{q_0\mu_{oi}B_{oi}}{K_{oi}}$$

e

$$\frac{K}{\mu C} = \frac{KK_{roi}}{\mu_{oi} C_{oi}}$$

Em (B.10) $P(r,t)=P_i$ para $r=r_s$. Usando este fato e substituindo (B.11) em (B.10) pode-se mostrar, após alguma álgebra, que:

$$\frac{r_s^2}{r_s^2 - r_w^2} \ln \frac{r_s}{r_w} \approx \frac{1}{2} \ln \frac{K_{oi} t}{C_i \mu r_w^2} + c_5 \quad (B.12)$$

onde $c_5 = 0.5 - c_4$

Exceto para muito próximo do poço

$$\frac{r_s^2}{r_s^2 - r_w^2} \approx 1, \quad (B.13)$$

então

$$r_s \approx e^{c_5} \sqrt{\frac{K_{oi} t}{\phi C_{oi} \mu_{oi}}} \quad (B.14)$$

como para $t=0$, $r_s=r_w$, então:

$$r_a = r_w + e^{C_5} \sqrt{\frac{K_{oi} t}{\phi C_{oi} \mu_{oi}}} \quad (B.15)$$

elevando (B.15) ao quadrado e derivando implicitamente vem:

$$2(r_a - r_w) dr_a = e^{2C_5} \frac{K_{oi} dt}{\phi C_{oi} \mu_{oi}} \quad (B.16)$$

Por definição a distribuição de saturação na qual o raio de expansão atinge a fronteira externa é

$$\left(\frac{S_o}{B_o}\right)_{r=r, t=t_e} = \left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}}\right)_{r=r, t=0} + \int_{t_r}^{t_e} \left[\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o}\right)\right] dt \quad (B.17)$$

t_e = tempo requerido para a frente de expansão atingir os limites do reservatório.

t_r = tempo requerido para a frente de expansão atingir um ponto a uma distância r do poço.

A equação (B.17) nos diz que o valor de S_o/B_o em um raio r no instante em que a frente atinge o limite do reservatório é igual ao valor inicial, S_{oi}/B_{oi} , mais a dessaturação a partir do instante em que a frente atinge o ponto r em diante.

Assumindo como antes que $\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o}\right)$ tem o mesmo valor em todos os pontos dentro da zona de expansão, vem

$$\left[\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o} \right) \right]_{\text{m\u00e9dio}} = - c_3 \frac{q_o}{\pi (r_s^2 - r_w^2) h \phi} \quad (\text{B.18})$$

Usandos (B.18) em (B.17):

$$\left(\frac{S_o}{B_o} \right)_{t=t_e} = \frac{S_{oi}}{B_{oi}} - c_3 \frac{q_o}{\pi h \phi} \int_{t_r}^{t_e} \frac{dt}{(r_s^2 - r_w^2)} \quad (\text{B.19})$$

Usando (B.16) em (B.19) e integrando, temos:

$$\left(\frac{S_o}{B_o} \right)_{t=t_e} = \frac{S_{oi}}{B_{oi}} - c_6 \frac{q_o C_i \mu_{oi}}{K_{oi} h} \ln \left(\frac{r_e + r_w}{r + r_w} \right) \quad (\text{B.20})$$

onde $c_6 = \frac{1}{2} c_3 \cdot e^{2C_5}$

que \u00e9 a distribui\u00e7\u00e3o de satura\u00e7\u00e3o inicial.

Agora os perfis de satura\u00e7\u00e3o futuros podem ser obtidos por meio de subtra\u00e7\u00e3o da seguinte maneira:

$$\frac{S_o}{B_o} = \frac{S_{oi}}{B_{oi}} \left(1 - \frac{N_p - N_{pt}}{N} \right) - c_7 \frac{q_o C_i \mu_{oi}}{K_{oi} h} \ln \left(\frac{r_e + r_w}{r + r_w} \right) \quad (\text{B.21})$$

onde $c_7 = c_6 \cdot c_3 / \pi$

N_p = Produ\u00e7\u00e3o acumulada

N_{pt} = Produ\u00e7\u00e3o acumulada durante o transiente

$$N_{pt} = c_8 25.9 \phi (r_e - r_w)^2 \frac{q_o C_i \mu_{oi}}{K_{oi}} \quad (\text{B.22})$$

$c_8 = 1/e^{2C_5}$

N = óleo inicial "in place"

As equações (B.9) e (B.21) nos permitem o cálculo de perfis de saturação e pressão com dados PVT e de permeabilidade efetiva (ou relativa) a partir de uma pressão e saturação iniciais conhecidas. A relação entre saturação e pressão é determinada pelo cálculo de balanço de material usando a equação de Martín [3] que é a equação de balanço de materiais para reservatórios de gás em solução:

$$\frac{d\left(\frac{S_o}{B_o}\right)}{dP} = \frac{\left(\frac{S_o}{B_o}\right) \left(\frac{B_g}{B_o c} \frac{dR_s}{dP} - \frac{1}{B_o} \frac{dB_o}{dP}\right) + \left(\frac{1 - S_w}{B_o} - \frac{S_o}{B_o}\right) \left(B_g \frac{d(1/B_g)}{dP}\right)}{1 + \frac{K_g}{K_o} \frac{\mu_o}{\mu_g}} \quad (\text{B.23})$$

APÊNDICE C

INCORPORAÇÃO DO EFEITO DE PELÍCULA À PERFORMANCE DE POÇOS EM
RESERVATÓRIOS DE GÁS EM SOLUÇÃO

O desenvolvimento a seguir é o mesmo feito por Camacho[13] e busca estabelecer a validade das equações (C.1) e (C.2) para o período dominado por fronteiras em um reservatório de gás em solução.

As equações (C.1) e (C.2) expressam de uma forma simplificada a relação entre vazão e pressão no poço em um reservatório radial, considerando o efeito de película, s :

$$q_o = \frac{Kh}{c_1 (\ln(r_e/r_w) - 0.5 + s)} \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{K_{ro}(S_o, P) dP}{\mu_o(P) B_o(P)} \quad (C.1)$$

$$q_o = \frac{Kh}{c_1 (\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s)} \int_{P_{wf}}^{\bar{P}} \frac{K_{ro}(S_o, P) dP}{\mu_o(P) B_o(P)} \quad (C.2)$$

onde :

c_1 = constante de conversão de unidades;

$c_1 = 141,2$ (sist. inglês), $c_1 = \frac{1}{2\pi}$ (sist.internacional);

q_o - vazão de óleo;

K - permeabilidade absoluta;

h - espessura da formação;

- r_w - raio do poço;
 μ_o - viscosidade do óleo;
 B_o - fator volume de formação do óleo;
 P_{wf} - pressão no poço;
 P_e - pressão na fronteira externa;
 \bar{P} - pressão média do reservatório;
 s - fator de película, "skin";
 K_{ro} - permeabilidade relativa ao óleo.

Para incorporação do fator de película modela-se o reservatório de forma composta, i.e., próximo ao poço a permeabilidade assume o valor K_s entre o raio do poço, r_w , e o raio do dano, r_s .

As equações básicas que governam o fluxo simultâneo de óleo e gás são:

$$\nabla \cdot (\alpha(P, S_o) \nabla P) = c_2 \left(\frac{\phi}{K} \right) \frac{\partial b(P, S_o)}{\partial t} \quad (C.3)$$

$$\nabla \cdot (a(P, S_o) \nabla P) = c_2 \left(\frac{\phi}{K} \right) \frac{\partial b(P, S_o)}{\partial t} \quad (C.4)$$

onde :

$$c_2 = 158,025 \text{ (sist. inglês)}, \quad c_2 = 1 \text{ (sist. internacional)}$$

$$\alpha(P, S_o) = \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}$$

$$B(P, S_0) = \frac{S_0}{B_0}$$

$$a(P, S_0) = \frac{K_{rg}}{\mu_g B_g} + R_s \frac{K_{ro}}{\mu_o B_0}$$

$$b(P, S_0) = \frac{R_s S_0}{B_0} + \frac{S_g}{B_g}$$

Na zona de dano a permeabilidade assume o valor de K_s . A seguir, trabalha-se em coordenadas cilíndricas.

Condição de contorno interna :

$$q_o(t) = \frac{K_s h}{c_1} \left(\alpha r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r=r_w} \quad (C.5)$$

Condições de interface :

$$P(t, r_s - \epsilon) = P(t, r_s + \epsilon) \quad (C.6)$$

$$S_o(t, r_s - \epsilon) = S_o(t, r_s + \epsilon)$$

como $\epsilon \rightarrow 0$

$$K_s \left(\alpha r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r=r_s^-} = K \left(\alpha r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r=r_s^+} \quad (C.7)$$

Condição de contorno externa :

$$\frac{\partial P}{\partial r}(t, r_e) = 0 \quad (C.8)$$

Condição inicial :

$$P(t=0, r_w \leq r \leq r_e) = P_i \quad (C.9)$$

Para tornar o problema tratável do ponto de vista analítico é necessário considerar que a seguinte relação é válida :

$$\int_r^{r_e} r' \frac{\partial \beta}{\partial t} dr' \approx \frac{d\bar{\beta}}{dt} \frac{r_e^2 - r^2}{2} \quad (C.10)$$

onde $\bar{\beta}$ é a média volumétrica de β em qualquer instante de tempo. Camacho [13], verificou numericamente a validade da suposição dada pela equação (C.10) e constatou um erro menor do que 5% durante o período dominado por fronteiras.

Integrando a equação (C.3) com respeito a r e usando a condição de contorno especificada pela equação (C.8) vem :

$$\left(\alpha r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_r = -\frac{c_2 \phi}{K} \int_r^{r_e} r' \frac{\partial B}{\partial t} dr' \quad (C.11)$$

para $r_s \leq r \leq r_e$

Seguindo o mesmo procedimento e usando a condição de continuidade de fluxo especificada por (3.7) dá :

$$\left(\alpha r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_r = - \frac{c_2 \phi}{K_s} \int_r^{r_e} r' \frac{\partial B}{\partial t} dr' \quad (C.12)$$

para $r_w \leq r \leq r_s$

Invocando agora a suposição dada pela equação (C.10) e notando que a vazão é dada por :

$$q_0(t) = - \frac{\phi A h}{c_3} \frac{d\bar{\beta}}{dt} \quad (C.13)$$

onde $c_3 = 5,615$ (sist. inglês); $c_3 = 1$ (sist. internacional)

A substituição de (C.13) e o uso da suposição (C.10) nas equações (C.11) e (C.12) dá as seguintes expressões para os gradientes de pressão no reservatório :

$$\alpha r \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{c_1 q_0(t)}{K h} \frac{(r_e^2 - r^2)}{(r_e^2 - r_w^2)} \quad (C.14)$$

para $r_s \leq r \leq r_e$

$$\alpha r \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{c_1 q_0(t)}{K h} \frac{(r_e^2 - r^2)}{(r_e^2 - r_w^2)} \quad (C.15)$$

para $r_w \leq r \leq r_s$

De simulação numérica observou-se que (C.14) e (C.15) são aproximações adequadas.

Integrando (C.14) e (C.15) com respeito a r , obtém-se :

$$\begin{aligned} \int \alpha(t, P') dP' &= \frac{c_1 q_0(t)}{h K_s (r_e^2 - r_w^2)} \left(-\frac{r^2}{2} + r_e^2 \ln r \right) + D_1 = \\ &= F(P(r)) \end{aligned} \quad (C.16)$$

para $r_w \leq r \leq r_s$

$$\begin{aligned} \int \alpha(t, P') dP' &= \frac{c_1 q_0(t)}{h K (r_e^2 - r_w^2)} \left(-\frac{r^2}{2} + r_e^2 \ln r \right) + D_2 = \\ &= F(P(r)) \end{aligned} \quad (C.17)$$

para $r_s \leq r \leq r_e$. D_1 e D_2 são constantes arbitrárias.

Da equação (C.17) obtém-se a seguinte expressão :

$$\int_{P(r,t)}^{P_e(t)} \alpha(P', t) dP' = \frac{c_1 q_0(t)}{K h (r_e^2 - r_w^2)} \left[r_e^2 \ln\left(\frac{r_e}{r}\right) - \frac{(r_e^2 - r^2)}{2} \right] \quad (C.18)$$

Usando a condição de interface especificada por (C.6) e combinando as equações (C.16) e (C.17) obtém-se :

$$\int_{P(r,t)}^{P_e(t)} \alpha(P',t) dP' = \frac{c_1 q_0(t)}{K h (r_e^2 - r_w^2)} \left[r_e^2 \ln\left(\frac{r_e}{r_s}\right) - \left(\frac{K}{K_s}\right) \frac{(r_e^2 - r^2)}{2} + \right. \\ \left. - \frac{r_e^2 - r_s^2}{2} - \left(\frac{K}{K_s}\right) r_e^2 \ln\left(\frac{r}{r_s}\right) \right] \quad (C.19)$$

para $r_w \leq r \leq r_s$. Note que nessas equações $\alpha(P',t)$ implica em P' como variável de integração e t fixo. Assumindo agora que $(r_e^2 - r_w^2)/r_e^2 \approx 1$, e que $(r_s^2 - r_w^2)/(r_e^2 - r_w^2) \approx 0$, obtém-se o seguinte resultado :

$$\int_{P_w(t)}^{P_e(t)} \alpha(P',t) dP' = \frac{c_1 q_0(t)}{K h} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2} + \left(\frac{K}{K_s} - 1\right) \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \right] \quad (C.20)$$

Assumindo agora que a fórmula de Hawkins é válida para representar o fator de película, i.e.,

$$s = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (\text{C.21})$$

Então a equação (C.20) pode ser escrita como :

$$\int_{P_w(t)}^{P_e(t)} \alpha(P', t) dP' = \frac{c_1 q_0(t)}{K h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} + s \right] \quad (\text{C.22})$$

A equação (C.22) é idêntica a equação (C.1).

Verifica-se agora a equação (C.2). Para fluxo monofásico pode-se mostrar que a seguinte equação é válida no período dominado por fronteiras :

$$\ln \left(\frac{\bar{r}}{r_e} \right) - \left(\frac{r^2 - r_w^2}{2 r_e^2} \right) + 0,75 = 0 \quad (\text{C.23})$$

Onde \bar{r} é o raio correspondente a pressão média do reservatório. O resultado indica que $\bar{r} = 0,54928/r_e$ Camacho [13] verificou esse resultado através de simulação numérica também para reservatórios de gás em solução e constatou a validade do mesmo para o período dominado por fronteiras.

Assumindo agora que $r_s < \bar{r}$ onde \bar{r} satisfaz a equação

(C.23), então da equação (C.17), pode-se escrever :

$$F(P(r)) = \frac{c_1 q_0(t)}{h K (r_e^2 - r_w^2)} \left[-\frac{r^2 + (\bar{r})^2}{2} + r_e^2 \ln \frac{r}{\bar{r}} \right] + F(\bar{P})$$

(C.24)

para $r_s \leq r \leq r_e$.

Usando a condição dada pela equação (C.6), as equações (C.16) e (C.17) podem ser combinadas para produzir (considerando que $r_w \ll r_e$) :

$$D_1 = \frac{c_1 q_0(t)}{K h} \left[\ln r_s \left(\frac{1}{K} - \frac{1}{K_s} \right) - \frac{r_s^2}{2 r_e^2} \left(\frac{1}{K} + \frac{1}{K_s} \right) + \right. \\ \left. - \frac{r_s^2}{2 r_e^2} \left(\frac{1}{K} + \frac{1}{K_s} \right) - \frac{1}{K} \left(\ln \bar{r} - \frac{\bar{r}^2}{2 r_e^2} \right) \right] + F(\bar{P})$$

(C.25)

Considerando que $r_s \ll r_e$, e usando a fórmula de Hawkins, obtém-se o seguinte resultado :

$$q_0(t) = \frac{K h [F(\bar{P}(t)) - F(P_{wf}(t))]}{c_1 \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0,75 + s \right]} \quad (C.26)$$

A equação (C.26) é idêntica a equação (C.2).