

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

Dissertação Apresentada à
Faculdade de Engenharia Mecânica
como Requisito Parcial à Obtenção do
Título de Mestre em Engenharia de Petróleo

Filoco

MODELAMENTO DE POÇOS
EM SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS
CONSIDERANDO FLUXO MULTIFÁSICO

*Este exemplar corresponde a relação final da Tese defendida pelo Eng.
Paulo Roberto Filoco e aprovada pela comissão julgadora em 28/11/90*

[Assinatura]
Prof. Dr. Fernando Rodríguez de la Garza

55/90

Autor: Paulo Roberto Filoco

Orientador: Prof. Dr. Fernando Rodríguez de la Garza

Novembro de 1990

10/10/90

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

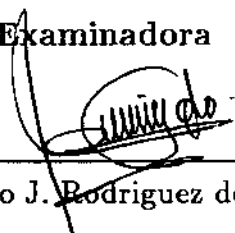
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

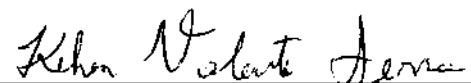
A dissertação "Modelamento de Poços em Simulação Numérica de Reservatórios Considerando Fluxo Multifásico", elaborada por Paulo Roberto Filoco e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Sub-Comissão de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 28 de novembro de 1990.

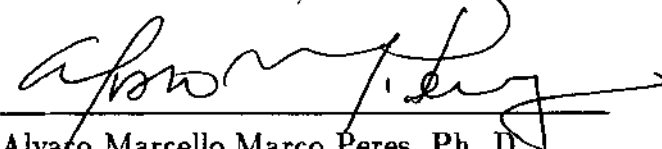
Banca Examinadora



Fernando J. Rodriguez de la Garza, Ph. D.



Kelsen Valente Serra, Ph. D.



Alvaro Marcello Marco Peres, Ph. D.

Agradecimentos

Ao Professor Fernando Rodriguez de la Garza, pela orientação segura e constante incentivo.

A todos aqueles, que de alguma forma contribuíram para a realização deste trabalho: colegas, funcionários e professores do Departamento de Petróleo da UNICAMP.

À PETROBRÁS, por proporcionar a oportunidade e o suporte financeiro, dentro de uma elogiável política de desenvolvimento de seu corpo técnico.

Dedico este trabalho a minha esposa Rosa, pela sua compreensão e carinho, e a meus filhos Janaina e Sidharta.

Índice

	pág.
Lista de Figuras	vii
Lista de Tabelas	viii
Nomenclatura	ix
Resumo	xiii
Abstract	xiv
Capítulo 1 Introdução	1
Capítulo 2 Descrição do Problema e Revisão Bibliográfica	3
2.1 Modelos de poço	3
2.2 O Fluxo multifásico na análise de testes em poços	12
Capítulo 3 Modelo de Poço Considerando Fluxo Multifásico	16
3.1 Conceituação inicial.....	16
3.2 Desenvolvimento teórico do modelo proposto	17
3.2.1 Avaliação da integral.....	18
3.2.2 Raio equivalente para o fluxo multifásico	21
3.2.3 Cálculo de vazões	29
3.3 Sequência de cálculos na aplicação do modelo.....	31
3.3.1 Definição dos pontos de cálculo.....	31
3.3.2 Cálculo regressivo da pressão.....	32
3.3.3 Cálculo regressivo da saturação.....	32
3.3.4 Cálculo da vazão de óleo	33
3.3.5 Cálculo da vazão de gás	33

Capítulo 4 Análise dos Resultados	35
4.1 Programas computacionais utilizados.....	35
4.2 Casos básicos simulados.....	36
4.3 Validação do modelo proposto.....	38
4.3.1 Pressão de fluxo no poço.....	40
4.3.2 Saturação de óleo na face do poço.....	42
4.3.3 Vazão de óleo.....	42
4.3.4 Vazão de gás e razão gás-óleo.....	47
4.4 Comparação com simulador cartesiano.....	48
4.4.1 Vazão de óleo.....	48
4.4.2 Razão gás-óleo.....	49
 Capítulo 5 Conclusões e Sugestões para Futuros Trabalhos	56
5.1 Conclusões.....	56
5.2 Sugestões para futuros trabalho.....	57
 Referências Bibliográficas	58
 Apêndice A – Dedução da equação da derivada da saturação em relação à pressão	62
Apêndice B – Equação geral de balanço de materiais para reservatórios de gás em solução	66
Apêndice C – Determinação do Termo A	69
Apêndice D – Cálculo da função pseudo-pressão para o regime dominado por fronteiras	72

Apêndice E – Casos Simulados	75
Apêndice F – Tabelas PVT e propriedades de rocha	85
Apêndice G – “Modelo de poço multifásico”, programa computacional.....	95

Lista de Figuras

Figura	pág.
2.1 - Bloco contendo o poço e seus quatro blocos vizinhos.....	4
2.2 - Solução numérica da pressão, em um “five-spot” repetido, para fluxo monofásico	7
3.1 - Determinação do raio equivalente - caso 3, $t = 100 d$	24
3.2 - Determinação do raio equivalente - caso 3, $t = 2500 d$	25
3.3 - Determinação do raio equivalente - caso 1, $t = 700 d$	26
3.4 - Determinação do raio equivalente - caso 1, $t = 1000 d$	27
3.5 - Sensibilidade da vazão ao número de intervalos de cálculo	28
4.1 - Posição da saturação média do reservatório	39
4.2 - Comparação da pressão de fluxo para vazão de óleo constante	41
4.3 - Comparação da saturação de óleo na face do poço.....	44
4.4 - Saturação de óleo na face do poço para vazão constante - caso 1 ...	45
4.5 - Influência do cálculo de “alfa” na vazão de óleo	46
4.6 - Comparação da razão gás-óleo de produção	50
4.7 - Comparação dos métodos de cálculo da razão gás-óleo.....	51
4.8 - Comparação da vazão de óleo com simulador ortogonal - caso 4	52
4.9- Comparação da vazão de óleo com simulador ortogonal - caso 5	53
4.10 - Comparação da vazão de óleo com simulador ortogonal - caso 6	54
4.11 - Comparação da razão gás-óleo com simulador ortogonal - caso 4 ...	55

Lista de Tabelas

Tabela

4.1 – Resumo dos casos básicos simulados

Tabelas do Apêndice E

1 a 9 – Características gerais dos casos simulados

Tabelas do Apêndice F

1 – Tabela de propriedades PVT e propriedades de rocha 1.

2 – Tabela de propriedades PVT e propriedades de rocha 2.

Nomenclatura

A	= área transversal ao fluxo, m^2 = ou parâmetro definido pela eq. 3.6
B	= fator volume de formação, $m^3/m^3 std$
b	= parâmetro definido pela eq. 2.28
c	= compressibilidade, $P_a^{-1} (k_{gf}/cm^2)^{-1}$
c_t	= compressibilidade total, $P_a^{-1} (k_{gf}/cm^2)^{-1}$
C	= constante definida pela eq. 4.6
C_g	= fator geométrico definido pela eq. 2.16
d	= distância, m
G	= fator geométrico definido pela eq. 4.6
h	= altura, m
INT	= intervalo de cálculo, m
IP	= índice de produtividade, $m^3/P_a (m^3/k_{gf}/cm^2)$
k	= permeabilidade absoluta, $m^2 (mD)$
k_r	= permeabilidade relativa
$m(p)$	= pseudo-pressão definida pela eq. 2.23, $m^3 std P_a / m^3 P_a s$
N	= parâmetro definido pela eq. 2.29
N_{sp}	= n° adicional definido pela eq. 2.20
p	= pressão, $Pa (k_{gf}/cm^2)$

p_{wf}	= pressão de fluxo no poço, Pa (kgf/cm^2)
Q, q	= vazão volumétrica, m^3/s (m^3/d)
r	= distância radial, m
r_w	= raio do poço, m
r_o	= raio equivalente, m
r_o^A	= raio equivalente para pressão média areal, m
RGO	= razão gás-óleo, m^3std/m^3std
R_s	= razão de solubilidade, m^3std/m^3std
s	= fator de película
S	= saturação, <i>fração</i>
T, t	= tempo, s (d)
V	= volume, m^3
y	= parâmetro definido pela eq. 2.29

Simbolos Gregos

α	= parâmetro definido pela eq. 2.16 = ou parâmetro definido pela eq. 2.28
β	= parâmetro definido pela eq. 2.28

Δp = diferencial ou queda de pressão, Pa (k_{gf}/cm^2)

Δx = dimensão do bloco na direção x , m

Δy = dimensão do bloco na direção y , m

$\Delta\phi$ = diferença de potencial

ϕ = porosidade, fração

λ = mobilidade, $m^2/Pa.s$ ($m^2/k_{gf}/cm^2.d$)

μ = viscosidade dinâmica, $Pa.s$ (cp)

Subscritos

b = base ou referência

d = adimensional

e = fronteira externa
= ou raio de drenagem

g = fase gás

i = referente ao ponto i
= ou bloco i
= ou inicial

ij = referente ao bloco ij

l = fase l

m = médio

o = fase óleo
= ou relativo ao bloco do poço

p = poroso

t = total

x = direção x

w = fase água

y = direção y

Obs: As unidades são do sistema internacional SI , entre parênteses estão as unidades de campo do sistema Petrobrás.

Resumo

Os simuladores numéricos de reservatórios, de modo geral, utilizam modelos de poço cujo desenvolvimento é baseado no fluxo monofásico.

Normalmente esta aproximação é satisfatória, mas em certas condições podemos incorrer em erros significativos no cálculo das vazões dos fluidos e pressão de fluxo no poço. Tal fato ocorre quando se tem gradientes elevados de pressão e saturação próximo aos poços, devido às condições de produção, aliado à utilização de malha cartesiana com blocos relativamente grandes.

No presente estudo, pretende-se estender os conceitos oriundos da teoria de teste em poços em condições de fluxo multifásico, para obter um modelo de poço multifásico, utilizável em simulação numérica de reservatórios.

O modelo proposto neste trabalho, estima saturações e pressões a partir de uma equação que relaciona saturação e pressão, equação esta, obtida através da combinação adequada das equações diferenciais da difusividade do óleo e do gás.

O ponto de partida do cálculo analítico, para a obtenção dos perfis de pressão e saturação, é a posição na qual ocorre a pressão e a saturação calculados pelo simulador, para o bloco do poço.

Esta posição foi também objeto de análise do presente estudo. A partir deste ponto até o poço, obtém-se os perfis detalhados de pressão e saturação e calcula-se as vazões de óleo e gás através de integração numérica.

São discutidas as condições de aplicação do método proposto, bem como um procedimento para sua utilização.

Abstract

Numerical reservoir simulators, in general, use well models based on extensions of single-phase flow relations to the multiphase flow problem.

Normally, this approach is satisfactory, but under certain conditions, significative erros in the calculation of rate of fluids and wellbore pressure may happen.

This occurs, when we have high pressure and saturation gradients in the neighborhood of the wells, by the prodution condition and use of an orthogonal grid with large well block.

This study, extends well testing concepts for multiphase flow, in order to develop a multiphase well model for numerical reservoir simulation applications.

The well model presented in this work calculates saturations and pressures throug an equation to relate saturation and pressure. This equation is obtained by combination of oil and gas difusivity equations.

The start point of the analitical calculation in order to obtain the pressure and saturation distribution is the position of the well block pressure and saturation calculated by the simulator.

This position has been object of analyse in this present study. With pressure and saturation distribution, oil and gas rates can be calculated by numerical integration.

The conditions for application of the proposed method and the procedure for its utilization are described.

Capítulo 1

Introdução

Com o grande avanço dos computadores nas últimas décadas e as grandes incertezas presentes no mercado internacional do petróleo, as grandes empresas petrolíferas tem investido cada vez mais no tratamento das informações oriundas da “caixa preta” chamada reservatório de petróleo. Desta forma computadores de grande porte, são alocados em áreas como geofísica e engenharia de reservatórios.

Os simuladores numéricos vão se tornando mais sofisticados, permitindo tratar um volume de informações cada vez maior. Detalhes da caracterização do reservatório podem ser incorporados, e o fenômeno físico do fluxo de fluidos em meio poroso, pode receber um tratamento matemático mais rigoroso.

Dentro de um simulador numérico de reservatório, o tratamento dos poços é de grande importância. De modo geral os simuladores utilizam modelos de poço, desenvolvidos para o fluxo monofásico e adaptados para o caso multifásico, desprezando-se os gradientes de saturação, dentro do bloco que contém o poço. Como exemplo deste procedimento podemos citar o simulador comercial Simbest⁽⁸⁾.

É muito comum, na prática, a utilização de malha de blocos retangulares cuja dimensão costuma variar entre 100 e 500 m. Este fato, aliado às condições de fluxo que provoquem fortes taxas de variação de pressão e saturação, tornam o modelo de poço convencional inadequado.

Como alternativas para tratar este problema, podemos citar o refinamento local do grid ou a utilização do conceito de grid híbrido.

Por outro lado, podemos pensar em desenvolver um modelo de poço que possa em condições rigorosas de fluxo, avaliar os gradientes de pressão e saturação próximo ao poço, e portanto, conseguir resultados mais precisos no cálculo das

vazões e pressão de fluxo no poço.

Encontrar soluções analíticas para descrever o fluxo multifásico, vem sendo a algum tempo a preocupação na análise de testes em poços, e bons resultados tem sido obtidos, principalmente para o fluxo gás-óleo em regime transiente.

No presente trabalho, estes conceitos são adaptados para obter um modelo de poço para o regime de fluxo dominado por fronteiras, por ser de maior interesse para a simulação de reservatórios.

O método proposto, neste estudo, consta da obtenção de uma expressão analítica que relaciona a saturação de óleo à pressão, e da aplicação do conceito de pseudo-pressão, de modo que o fluxo multifásico possa ser tratado de forma similar ao fluxo monofásico.

O presente trabalho, não pretende esgotar o assunto, mas abre a discussão sobre o tema tão pouco aprofundado na literatura pertinente.

Capítulo 2

Descrição do Problema e Revisão Bibliográfica

2.1 Modelos de Poço

A forma de representar os poços em um simulador numérico de reservatórios é de grande importância e mereceu a atenção de muitos autores.

Normalmente a dimensão do bloco que contém o poço, é grande em relação ao raio do poço, logo, a pressão calculada pelo simulador para o bloco não é uma boa aproximação para a pressão de fluxo no poço.

O objetivo do modelo de poço é basicamente obter a pressão de fluxo no poço a partir da pressão do bloco que o contém ou obter as vazões no poço quando a pressão de fluxo é especificada.

O tratamento do poço como condição de fronteira interna é restrito ao caso de um reservatório cilíndrico com um poço central. Já nos problemas práticos de simulação de reservatórios utiliza-se geralmente malha com geometria retangular, logo os poços não são tratados como condição de fronteira interna e sim como termos fonte-sumidouro. O fluxo em torno do poço é considerado puramente radial, hipótese que é considerada adequada para a maioria das situações práticas segundo Abou-Kassem e Aziz⁽¹⁾.

Os modelos de poço descritos a seguir consideram o fluxo monofásico em duas dimensões.

2.1.1 Histórico

Os primeiros autores a apresentar um modelo de poço, baseado na representação do poço como fonte, foram Schwabe and Brand⁽²⁾, propondo a seguinte expressão:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_e - p_{wf}}{\ln(r_e/r_w) + s} \quad (2.1)$$

que utiliza o conceito de raio de drenagem r_e , tomado como a distância média entre o poço e o centro dos quatro blocos vizinhos, como mostra a Fig. 2.1. A pressão p_e foi definida como:

$$p_e = p_o + F \sum_{i=1}^4 \Delta p_i \quad (2.2)$$

onde Δp_i é a diferença entre a pressão de cada bloco adjacente e a pressão no bloco do poço p_o . O fator F não foi claramente definido.

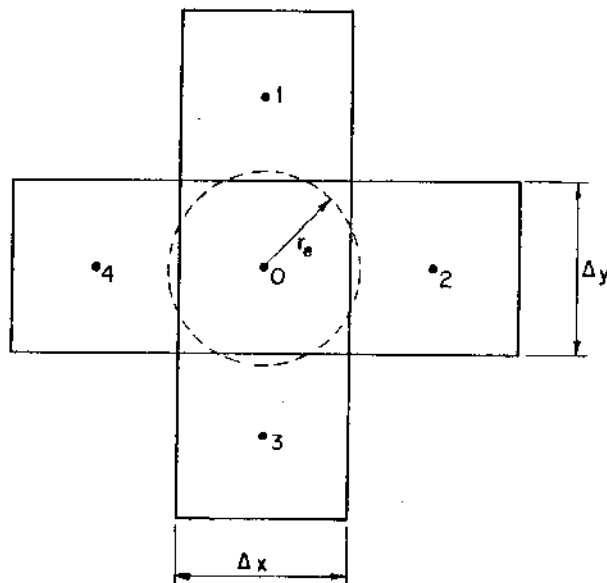


Fig. 2.1 – Bloco contendo o poço e seus quatro blocos vizinhos.

Para o fluxo monofásico e regime permanente a distribuição radial de pressão nas vizinhanças do poço é dada por:

$$p = p_{wf} + \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad (2.3)$$

Assumindo que o poço está localizado no centro de um círculo de raio r_e , com influxo constante na fronteira externa, podemos integrar eq.(2.3) para obter:

$$p_{wf} = \bar{p} - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2} \right] \quad (2.4)$$

considerando que $r_e \gg r_w$

van Poolen et al.⁽³⁾ sugeriram que quando o raio do círculo r_e é escolhido de forma a coincidir a sua área com a área do bloco do poço, a pressão média $\bar{p}$ é idêntica à pressão calculada para o bloco do poço p_o , e o raio r_e é dado por:

$$r_e = \sqrt{\frac{\Delta x \Delta y}{\pi}} \quad (2.5)$$

e portanto

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{(p_o - p_{wf})}{[\ln(r_e/r_w) - 1/2]} \quad (2.6)$$

Coats et al.⁽⁴⁾ formularam o modelo de poço usando o índice de produtividade para relacionar a pressão no bloco do poço com a pressão de fluxo em seu simulador de vapor. Para o fluxo monofásico uma relação equivalente seria:

$$q = IP(p_o - p_{wf})/\mu \quad (2.7)$$

onde

$$IP = \frac{2\pi kh}{\ln\left(\frac{\sqrt{\Delta x \Delta y / \pi}}{r_w}\right) - \frac{1}{2}} \quad (2.8)$$

Combinando as eqs. (2.7) e (2.8) obtemos a eq. (2.6), indicando que Coats et al. também consideraram a pressão no bloco do poço igual à pressão média areal.

Os conceitos já descritos foram grandemente modificados a partir de 1977 quando Peaceman⁽⁵⁾ mostrou que a pressão no bloco do poço não é igual à pressão média areal. Assumindo regime permanente em torno do poço, ele definiu o raio equivalente (r_o), que seria o raio no qual a pressão é igual à pressão calculada para o bloco do poço. Teremos portanto:

$$p = p_o + \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r}{r_o} \quad (2.9)$$

logo

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{(p_o - p_{wf})}{\ln(r_o/r_w)} \quad (2.10)$$

Primeiramente Peaceman utilizando malha quadrada com diversos refinamentos, simulou um esquema five-spot repetido de forma a ter o regime permanente. Plotando em um gráfico semi-log:

$$\frac{p_{ij} - p_o}{q\mu/kh} \quad \text{versus} \quad \frac{r}{\Delta x}$$

obteve uma reta com inclinação $1/2\pi$. Provavelmente não foi uma novidade o fato de a solução numérica perto do poço se comportar como a solução analítica para o fluxo radial, mas a novidade foi observar que extrapolando a linha reta (Fig.2.2) até a linha horizontal $p - p_o = 0$, a intersecção ocorre quando $r = r_o$ e temos o importante resultado:

$$r_o = 0,2\Delta x \quad (2.11)$$

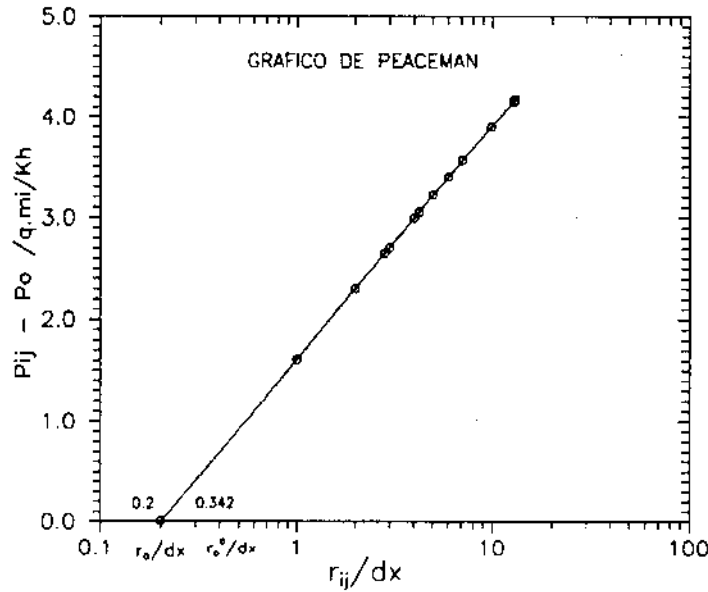


Figura 2.2 solução numérica da pressão em um five-spot repetido para fluxo monofásico.

Esta foi, portanto, uma nova interpretação para a pressão no bloco do poço, que passa a ser igual à pressão de fluxo em regime permanente na posição $0,2\Delta x$.

Este resultado é diferente do obtido se considerarmos a pressão no bloco igual à pressão média areal. Comparando as eqs.(2.6) e (2.10) temos para o grid quadrado:

$$\ln \frac{\Delta x}{r_w \sqrt{\pi}} - \frac{1}{2} = \ln \frac{r_o^A}{r_w}$$

$$\text{ou } r_o^A = \frac{\Delta x}{\sqrt{\pi}} \exp(-1/2) = 0,342\Delta x \quad (2.12)$$

onde r_o^A seria o raio equivalente para a pressão média areal. Observa-se na fig.2.2 que este resultado não é satisfatório.

Outra forma de se obter o raio equivalente com maior exatidão seria a partir da equação da queda de pressão entre os poços produtores e injetores em um five-spot repetido de Muskat⁽⁶⁾:

$$\Delta p = \frac{q\mu}{\pi kh} \left[\ln(d/r_w) - 0,6190 \right] \quad (2.13)$$

com esse procedimento Peaceman obteve $r_o/\Delta x = 0,1982$.

Nesse mesmo trabalho, mostrou que esse mesmo valor de raio equivalente vale para o regime transiente, desde que o tempo adimensional $t_D = (kt)/(\phi\mu c_t\Delta x^2)$ seja maior que 1, que seria o tempo necessário para o transiente “varrer” o primeiro bloco, e também para o pseudo-permanente.

Em trabalho posterior Peaceman⁽⁷⁾ obteve para um grid não quadrado:

$$r_o = 0,14(\Delta x^2 + \Delta y^2)^{1/2} \quad (2.14)$$

Esta relação foi obtida por experimentos numéricos e desenvolvimento analítico através da aplicação de séries de Fourier a um sistema de grid infinito.

Para o caso de meio anisotrópico obteve, o raio equivalente dado por:

$$r_o = 0,28 \frac{\sqrt{(k_y/k_x)^{1/2}\Delta x^2 + (k_x/k_y)^{1/2}\Delta y^2}}{(k_y/k_x)^{1/4} + (k_x/k_y)^{1/4}} \quad (2.15)$$

Notar que a eq. (2.15) é a generalização das eqs. (2.11) e (2.14).

É também a equação utilizada no simulador comercial SIMBEST⁽⁸⁾ e é baseada no fluxo monofásico.

Abou-Kassem e Aziz⁽¹⁾ generalizaram o tratamento de poços utilizando o conceito de fator geométrico:

$$c_g = \frac{r_o}{\Delta x} \sqrt{\frac{\pi}{\alpha}} \quad (2.16)$$

$$\text{onde} \quad \alpha = \frac{\Delta y}{\Delta x}$$

e portanto

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{(p_o - p_{wf})}{\ln \left[c_g \frac{r_e}{r_w} \right] + s} \quad (2.17)$$

Utilizando o princípio da superposição para o regime permanente radial,

$$p_i - p_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \left[\left(\frac{r_{i,o}}{r_w} \right) \prod_j \left(\frac{r_{i,j}}{a_j} \right) \right] \quad (2.18)$$

onde r_{ij} é a distância do nó i ao poço j e a_i é a distância do poço o a sua imagem j . O fator c_g foi determinado para várias configurações, tais como: bloco do poço na fronteira do reservatório, utilizando malhas de blocos-centrados e pontos-distribuídos e esquemas de diferenças finitas de cinco e nove pontos.

Novamente Peaceman⁽⁹⁾, generalizou ainda mais analisando os casos: poço com localização arbitrária dentro do bloco, dois ou mais poços dentro de um mesmo bloco, um poço exatamente no canto da malha e um poço localizado arbitrariamente em um bloco de canto ou lado da malha.

Peaceman destacou neste último trabalho que os modelos de poço para fluxo monofásico são estendidos sem muita base teórica para situações envolvendo fluxo multifásico. Esta extrapolação esta baseada em uma firme fundamentação teórica do modelo monofásico, e ainda aguarda que sejam pesquisados modelos de poço para o fluxo multifásico.

2.1.1 Aproximação para o fluxo multifásico

Williamson e Chappellear⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾ propõem a utilização, como aproximação, dos fatores geométricos derivados para o fluxo monofásico para o caso multifásico, com a substituição da permeabilidade absoluta k , pelo produto $k.k_r$, para cada fase. A eq. (2.17) ficaria, levando-se em conta os efeitos gravitacionais:

$$q_l = 2\pi k \frac{k_{rl}}{\mu_l} h \frac{\Delta\Phi_l}{\ln\left(c_g \frac{r_e}{r_w}\right) + s} \quad (2.19)$$

onde l indica a fase, k_{rl} , μ_l são avaliados na saturação e pressão do bloco do poço, calculados pelo simulador.

Esta conceituação é válida, quando a taxa de variação da saturação com o tempo próxima ao poço e a variação da saturação com o raio são pequenas.

Williamson e Chapplear^(10,11) apresentam um número adimensional baseado em análise de perturbação para determinar se o modelo de poço para regime permanente eq. 2.19, pode ser usado:

$$N_{sp} = \frac{\phi \Delta x^2 \frac{dS_l}{dt}}{k \frac{k_{rl}}{\mu_l} (p_{lo} - p_{wf})} \quad (2.20)$$

N_{sp} indica a relação entre a taxa de armazenamento da fase l no bloco do poço e a vazão de cada fase para o poço.

Se N_{sp} é pequeno comparado à unidade o fluxo pode ser considerado permanente e a eq. 2.19 poderia ser usada sem problemas. Contudo não definiram o quão pequeno N_{sp} deve ser.

Nota-se que para grandes blocos e altas taxas de variação de saturação, N_{sp} não é pequeno e portanto a aproximação convencional (eq.2.19) não é satisfatória.

Pedrosa⁽¹²⁾⁽¹³⁾ ao propor a utilização do grid-híbrido como forma de refinamento da malha próximo aos poços, adverte que quando se tem altas taxas de variação da saturação próximo ao poço, teremos erros no cálculos de RGO e RAO utilizando os modelos convencionais. Cita os modelos de cone como uma forma de tratar os poços, mas considera de difícil utilização em um estudo envolvendo muitos poços, além do que o uso de pseudo-funções em muitas situações não fornecem resultados satisfatórios.

Outra forma de tratar os poços rigorosamente é o acoplamento de um simulador radial tri-fásico a um simulador de coordenadas cartesianas como proposto por Akbar et al⁽¹⁴⁾, estabelecendo a igualdade entre a pressão média do simulador radial com o correspondente pressão no bloco do poço do simulador cartesiano. O fluxo através das quatro faces do bloco do poço foi tomado como influxo no sistema radial. Contudo o balanço de materiais ente os dois modelos não foi mantido com precisão.

Mrosovsky and Ridings⁽¹⁵⁾ e Rosenberg⁽¹⁶⁾ aperfeiçoaram o trabalho de Akbar, derivando uma forma de tratar o fluxo através da interface entre os dois modelos, que permitiu ajustar perfeitamente o balanço de materiais.

2.2 O Fluxo Multifásico na Análise de Testes em Poços

Desde longa data existe a preocupação com o fluxo multifásico, sendo a primeira formulação matemática de Muskat⁽¹⁷⁾ em 1936. Evinger e Muskat⁽¹⁸⁾ estudaram o efeito do fluxo multifásico no índice de produtividade dos poços e examinando o regime permanente propuseram a seguinte expressão para o fluxo radial:

$$q_o = \frac{2\pi kh}{\ln(r_e/r)} \int_p^{p_e} \frac{k_{ro}(S_o)}{\mu_o B_o} dp \quad (2.21)$$

Sendo a permeabilidade relativa função da saturação, a integral só pode ser calculada se a relação entre a saturação e a pressão for conhecida. Para tanto utilizaram a relação obtida através da razão gás - óleo.

$$RGO = R_s + \frac{k_g}{k_o} \frac{\mu_o B_o}{\mu_g B_g} \quad (2.22)$$

Perrine⁽¹⁹⁾ propôs a adaptação da teoria de fluxo monofásico para o multifásico, substituindo o termo de mobilidade da equação da difusividade pela soma das mobilidades de cada fase, e a compressibilidade do sistema pela obtida da ponderação da compressibilidade de cada fase através das saturações. Martin⁽²⁰⁾ deu embasamento teórico para o estudo de Perrine.

Weller⁽²¹⁾ utilizando um computador digital ao analisar testes de crescimento de pressão (buildup) mostrou a validade da aproximação de Perrine e também destacou a perda de precisão à medida que a saturação de gás aumenta.

Fetkovich⁽²²⁾ utilizando o conceito de pseudo-pressão, dada por:

$$m(p) = \int_{p_i}^p \frac{k_{ro}(S_o)}{\mu_o B_o} dp \quad (2.23)$$

onde p_i é uma pressão de referência, sugeriu aplicar para o regime transiente

$$q_o = \frac{2\pi kh(m(p_i) - m(p_{wf}))}{(0,5\ln t_d + 0,404 + s)} \quad (2.24)$$

e para o pseudo-permanente

$$q_o = \frac{2\pi kh(m(p_e) - m(p_{wf}))}{(\ln r_e/r_w - 0,5 + s)} \quad (2.25)$$

onde p_e é a pressão na fronteira externa do reservatório e

$$q_o = \frac{2\pi kh(m(\bar{p}) - m(p_{wf}))}{(\ln r_e/r_w - 0,75 + s)} \quad (2.26)$$

onde $\bar{p}$ é a pressão média do reservatório.

Raghavan⁽²³⁾ verificou numericamente a equação (2.24) e sugeriu relacionar a saturação com a pressão da seguinte forma; para um teste de fluxo, usar a RGO instantânea e em um teste de crescimento de pressão usar a RGO no instante do fechamento. Através da expressão (2.22), tendo-se medido valores de RGO e pressões correspondentes, podemos relacionar, com o auxílio das curvas de permeabilidade relativa, pressões e saturações. A pseudo-pressão $m(p)$ é calculada numericamente usando por exemplo a regra do trapézio.

Camacho e Raghavan⁽²⁴⁾ analisaram a validade das equações (2.25) e (2.26) propostas por Fetkovich e concluíram que são válidas não somente para o regime pseudo-permanente como também de forma mais geral para o regime dominado por fronteiras nas condições de produção a vazão constante na superfície e a pressão de fluxo constante.

Para o efetivo cálculo da pseudo-pressão, $m(p)$, ainda persiste a dificuldade de relacionar a pressão com a saturação pois o método de Raghavan depende de um teste de fluxo com variação de RGO que deve ser medida com precisão.

Bøe et al.⁽²⁵⁾ apresentaram uma nova forma de atacar o problema. Partindo das equações do óleo e do gás:

$$\text{gás : } \nabla(a \nabla p) = \frac{\phi}{k} \frac{\partial b}{\partial t} \quad (2.27)$$

$$\text{óleo : } \nabla(\alpha \nabla p) = \frac{\phi}{k} \frac{\partial \beta}{\partial t} \quad (2.28)$$

e

$$\begin{aligned} \text{onde} \quad a &= \frac{R_s k_{ro}}{\mu_o B_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \\ b &= \frac{R_s S_o}{B_o} + \frac{S_g}{B_g} \\ \alpha &= \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \quad \text{e} \quad \beta = \frac{S_o}{B_o} \end{aligned}$$

Aplicando a transformada de Boltzman, válida para o regime transiente, obtiveram uma expressão para a derivada da saturação em relação a pressão:

$$\frac{dS}{dp} = \frac{\left(\alpha \frac{db}{dp} - a \frac{d\beta}{dp} \right) + \left(\alpha \frac{da}{dp} - a \frac{d\alpha}{dp} \right) \frac{N}{y}}{\left(a \frac{d\beta}{dS} - \alpha \frac{db}{dS} \right) + \left(a \frac{d\alpha}{dS} - \alpha \frac{d\alpha}{dS} \right) \frac{N}{y}} \quad (2.29)$$

$$\text{onde} \quad y = \frac{\phi r^2}{4kt}$$

$$\text{e} \quad \frac{N}{y} = \frac{q_o t}{\pi r_w^2 h \phi \alpha}$$

A expressão (2.29) vale para qualquer tempo e raio durante o transiente.

Al-Khalifah, Aziz e Horne⁽²⁶⁾ sugeriram a consideração de linearidade entre $\left[\frac{K_o}{\mu_o B_o} \right]$ e pressão, para os regimes transiente e pseudo-permanente. Porém esta aproximação não é válida para o cálculo das pseudo-pressões (ver item 4.4.3).

Serra⁽²⁷⁾ e Serra, Peres e Reynolds⁽³²⁾ apresentam o método de duas retas baseado em observações numéricas. Este método é aplicável no regime transiente e parte do princípio que a curva $\frac{k_{rg}}{\mu_o B_o}$ vs. p pode ser aproximada por duas retas.

Capítulo 3

Modelo de Poço Considerando o Fluxo Multifásico

3.1 Conceituação Inicial

Como foi visto no capítulo anterior, os modelos de poço tiveram um desenvolvimento bastante consistente baseado no fluxo monofásico e foram adaptados de forma empírica para o fluxo multifásico. Estes modelos serão citados ao longo deste trabalho como “modelos convencionais”.

O modelo de poço que chamamos de convencional apresenta a seguinte forma:

$$q_l = 2\pi kh \frac{k_{rl}}{\mu_l B_l} \frac{\Delta\phi_l}{\ln(c_g \frac{r_e}{r_w}) + s} \quad (3.1)$$

Considerando um malha retangular, desprezando os efeitos gravitacionais próximo ao poço e utilizando o conceito de raio equivalente podemos escrever a eq. (3.1) como:

$$q_l = 2\pi kh \frac{k_{rl}}{\mu_l B_l} \frac{(p_{ol} - p_{wf})}{\ln(\frac{r_e}{r_w}) + s} \quad (3.2)$$

Em (3.2) são admitidos:

- O raio equivalente r_o é o ponto onde ocorrem S_{ol} e p_{ol} , saturação e pressão calculados pelo simulador para o bloco do poço, para a fase l .
- Fluxo radial em regime permanente de r_o a r_w

- τ_o pode ser calculado, por exemplo, pela eq. (2.15)
- k_{rl} , μ_l e B_l são avaliados nas condições p_{ol} e S_{ol} , relativas ao bloco do poço, sem levar em conta o tamanho do bloco e os gradientes de saturação e pressão.

O modelo de poço deve permitir o relacionamento entre vazão de fluido e pressão de fluxo no poço sendo fornecidos a pressão e saturação do bloco do poço. Na eq.(3.2) pode-se perceber facilmente esta relação desde que esteja devidamente definido o raio equivalente. Pode-se calcular, então, a pressão de fluxo para a condição de vazão constante ou a vazão para a condição de pressão de fluxo especificada. Esses cálculos podem ser explícitos ou implícitos dentro do simulador numérico de reservatórios.

3.2 Desenvolvimento Teórico do Modelo Proposto

Em se tratando da análise de testes em poços, nota-se um grande avanço no desenvolvimento de métodos para fluxo multifásico, principalmente para reservatório de gás em solução em regime transiente.

Portanto, podemos definir o objetivo do presente estudo como sendo uma tentativa de adaptar métodos oriundos da análise de testes para obter um “modelo de poço multifásico”, para a simulação numérica de reservatórios.

Tendo em vista os objetivos da simulação numérica, o citado modelo deve ser desenvolvido visando o regime de fluxo dominado por fronteiras, já que o período transiente é relativamente curto.

De forma mais rigorosa podemos definir um modelo de poço a partir da equação (C.9) deduzida no anexo C:

$$\alpha r \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{q_o(t)}{2\pi k h} \left[\frac{r_e^2 - r^2}{r_e^2 - r_w^2} \right] \quad (3.3)$$

De acordo com as considerações presentes no apêndice D, podemos integrar (3.3) para obter:

$$\int_{p(r_w)}^{p(r_o)} \alpha dp = \frac{q_o(t)}{2\pi kh} \left[\ln \frac{r_o}{r_w} - \frac{(r_o^2 - r_w^2)}{2r_e^2} \right] \quad (3.4)$$

ou

$$q_o(t) = \frac{2\pi kh}{\left[\ln \frac{r_o}{r_w} - \frac{(r_o^2 - r_w^2)}{2r_e^2} \right]} \int_{p(r_w)}^{p(r_o)} \alpha dp \quad (3.5)$$

onde

A eq. (3.5) leva em conta:

- Regime de fluxo dominado por fronteiras. Notar que quando a malha é pequena ($r_e^2 \gg r_o^2$), (3.5) toma a forma de regime permanente, similar a (3.2).
- Não são desprezados os gradientes de saturação e pressão dentro do bloco do poço.

A eq. (3.5) só poderá representar um modelo de poço na medida que se possa avaliar a integral, e o raio equivalente r_o .

3.2.1. Avaliação da integral

Partindo do princípio de que são conhecidos os valores de pressão (p_o) e saturação (S_o) para o bloco do poço, para se calcular a integral da eq. (3.5) é necessário, a princípio, conhecer os valores de pressão e saturação ao longo do raio (de r_o até r_w).

Como foi visto no capítulo 2, *Bøe et al.*⁽²⁵⁾ apresentaram um método para relacionar a pressão e a saturação a partir da derivada da saturação em relação à pressão (eq. 2.29), válido para o regime de fluxo transiente.

No apêndice A, apresentamos uma forma de obtenção de dS/dp para a fase óleo, válida para o regime dominado por fronteiras:

$$\frac{dS}{dp} = \frac{\alpha \frac{\partial b}{\partial p} - a \frac{\partial \beta}{\partial p} + \left(a \frac{\partial \alpha}{\partial p} - \alpha \frac{\partial a}{\partial p} \right) A}{a \frac{\partial \beta}{\partial S} - \alpha \frac{\partial b}{\partial S} + \left(\alpha \frac{\partial a}{\partial S} - a \frac{\partial \alpha}{\partial S} \right) A} \quad (3.6)$$

onde:

$$A = \frac{(\partial p / \partial r)^2}{(\partial p / \partial t) \phi / k} \quad (3.7)$$

- Notar a semelhança entre as equações (3.6) e (2.29).
- A principal hipótese usada na dedução de (3.6) é considerar a saturação como função única da pressão, esta hipótese é comprovadamente válida para o regime transiente e é transiente radial e é uma aproximação para o regime dominado por fronteiras.

No apêndice C é apresentada uma forma de determinação do termo A para o regime dominado por fronteiras:

$$A = -\frac{q_o(t)}{4\pi h k \alpha} \left(\frac{r_e}{r} - \frac{r}{r_e} \right)^2 \left[\frac{c_t}{\lambda_t} \right]_{\bar{p}} \quad (3.8)$$

Substituindo (3.8) em (3.6), chega-se a uma expressão que possibilita relacionar pressão e saturação. Notar que S depende de: $p, r, \bar{p}, r_e$ e q_o . Onde r_e é o raio externo do reservatório ou raio externo da área de drenagem do poço e $\bar{p}$ é a pressão média.

Testes de sensibilidade mostraram que os resultados obtidos a partir da eq. 3.6, não são muito sensíveis à erros na avaliação de r_e e $\bar{p}$. Podendo-se, portanto, confundir $\bar{p}$ com p_o e tomar r_e como a metade da distância média entre os poços no reservatório.

Por outro lado, podemos obter a distribuição de pressão ao longo do raio, fazendo uso da equação D.13 deduzida no anexo D:

$$\int_{p(r_{i-1})}^{p(r_i)} \alpha dp = \frac{q_o(t)}{2\pi kh} \left[\ln \frac{r_i}{r_{i-1}} - \frac{(r_i^2 - r_{i-1}^2)}{2r_e^2} \right] \quad (3.9)$$

Dividindo-se o intervalo $(r_o - r_w)$, por um número suficientemente grande de pontos de cálculo, de forma que (3.9) possa ser escrita como:

$$\alpha_i(p_i - p_{i-1}) = \frac{q_o(t)}{2\pi kh} \left[\ln \frac{r_i}{r_{i-1}} - \frac{(r_i^2 - r_{i-1}^2)}{2r_e^2} \right] \quad (3.10)$$

Partindo-se do ponto $r = r_o$ onde são conhecidos; p_o e S_o , calcula-se regressivamente a pressão até $r = r_w$, pois:

$$p_{i-1} = p_i - \frac{q_o(t)}{2\pi kh \alpha_i} \left[\ln \frac{r_i}{r_{i-1}} - \frac{(r_i^2 - r_{i-1}^2)}{2r_e^2} \right] \quad (3.11)$$

A saturação obtida através de (3.6), da seguinte forma:

$$S_{i-1} = S_i - \left(\frac{dS}{dp} \right)_i (p_i - p_{i-1}) \quad (3.12)$$

Fazendo uso das equações (3.6), (3.11) e (3.12) obtem-se a distribuição de pressão e saturação ao longo do raio, de r_o a r_w .

3.2.2 Raio equivalente para o fluxo multifásico

No capítulo 2, destacamos a importância da contribuição de Peaceman ao definir o raio equivalente, r_o , e posiciona-lo no ponto $r_o = 0,2\Delta x$. Este resultado foi obtido para fluxo monofásico e malha de blocos quadrados (ver fig. 2.2).

Na fig. 2.2 o raio equivalente foi obtido para um esquema five-spot repetido em regime permanente e fluxo monofásico.

A equação D.12 do apêndice D, nos fornece a solução em termos de pseudo-pressões para o fluxo bifásico em regime dominado por fronteiras.

$$\int_{p(r_o)}^{p(r_{ij})} \alpha dp = m(p_{ij}) - m(p_o) = \frac{q_o(t)}{2\pi kh} \left[\ln \frac{r_{ij}}{r_o} - \frac{(r_{ij}^2 - r_o^2)}{2r_e^2} \right] \quad (3.13)$$

onde:

- r_{ij} é a distância do centro de um bloco qualquer até o poço.
- A hipótese de fluxo radial em uma malha de blocos quadrados é tanto melhor quanto maior for o número de blocos.
- Para relacionar r_o com Δx podemos escrever (3.13) como:

$$\frac{2\pi kh}{q_o(t)} \int_{p(r_o)}^{p(r_{ij})} \alpha dp = \left\{ \ln \frac{r_{ij}}{\Delta x} \frac{\Delta x}{r_o} - \frac{(r_{ij}^2 - r_o^2)}{2r_e^2} \right\} \quad (3.14)$$

Cosiderando uma malha de blocos quadrados $n \times n$, temos:

$$r_e = \frac{n\Delta x}{\sqrt{\pi}}$$

e portanto:

$$\frac{2\pi kh}{q_o(t)} \int_{p(r_o)}^{p(r_{ij})} \alpha dp = \left\{ \ln \left(\frac{r_{ij}}{\Delta x} \right) - \frac{\pi}{2n^2} \left(\frac{r_{ij}}{\Delta x} \right)^2 \right\} - \left\{ \ln \frac{r_o}{\Delta x} - \frac{\pi}{2n^2} \left(\frac{r_o}{\Delta x} \right)^2 \right\} \quad (3.15)$$

Admitindo r_o como constante, o termo:

$$\ln \frac{r_o}{\Delta x} - \frac{\pi}{2n^2} \left(\frac{r_o}{\Delta x} \right)^2 = \text{constante} \quad (3.16)$$

Podemos, portanto, plotar em um gráfico semi-log:

$$\frac{2\pi kh}{q_o(t)} \int_{p(r_o)}^{p(r_{ij})} \alpha dp \quad \text{vs} \quad \frac{r_{ij}}{\Delta x} \exp \left[- \frac{\pi}{2n^2} \left(\frac{r_{ij}}{\Delta x} \right)^2 \right] \quad (3.17)$$

Para determinar graficamente a relação $r_o/\Delta x$.

Foram realizadas simulações para determinar r_o e verificar a eq. 3.13, com o seguinte procedimento:

- Realizadas rodadas com o Simbest com malha ortogonal de 51×51 blocos, para vários casos;
- Os tempos de amostragem foram escolhidos tanto no período de vazão constante como no período de vazão variável
- A partir dos mapas de pressão e saturação gerados para os tempos especificados, rodou-se o modelo de poço multifásico adaptado de forma a poder gerar os gráficos definidos em 3.17. Apresentamos a seguir nas figuras 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4, os resultados de alguns casos. Vale a pena destacar que:
- Todos os casos rodados mostraram a mesma excelente linearidade dos gráficos apresentados
- Foram incluídos blocos da borda do reservatório (últimos pontos), que também respeitaram a tendência geral.
- Calculou-se a vazão de óleo no poço através da eq. 3.17 com pequeno erro ($< 3\%$) apenas para os blocos de borda. A partir do cálculo da vazão e óleo, foi feito um teste de sensibilidade ao número de intervalos de cálculo.

Na figura 3.5, observamos que 80 intervalos é um número bastante adequado.

Portanto confirmaram-se a hipótese $r_o = 0,2\Delta x$ e a eq. 3.13.

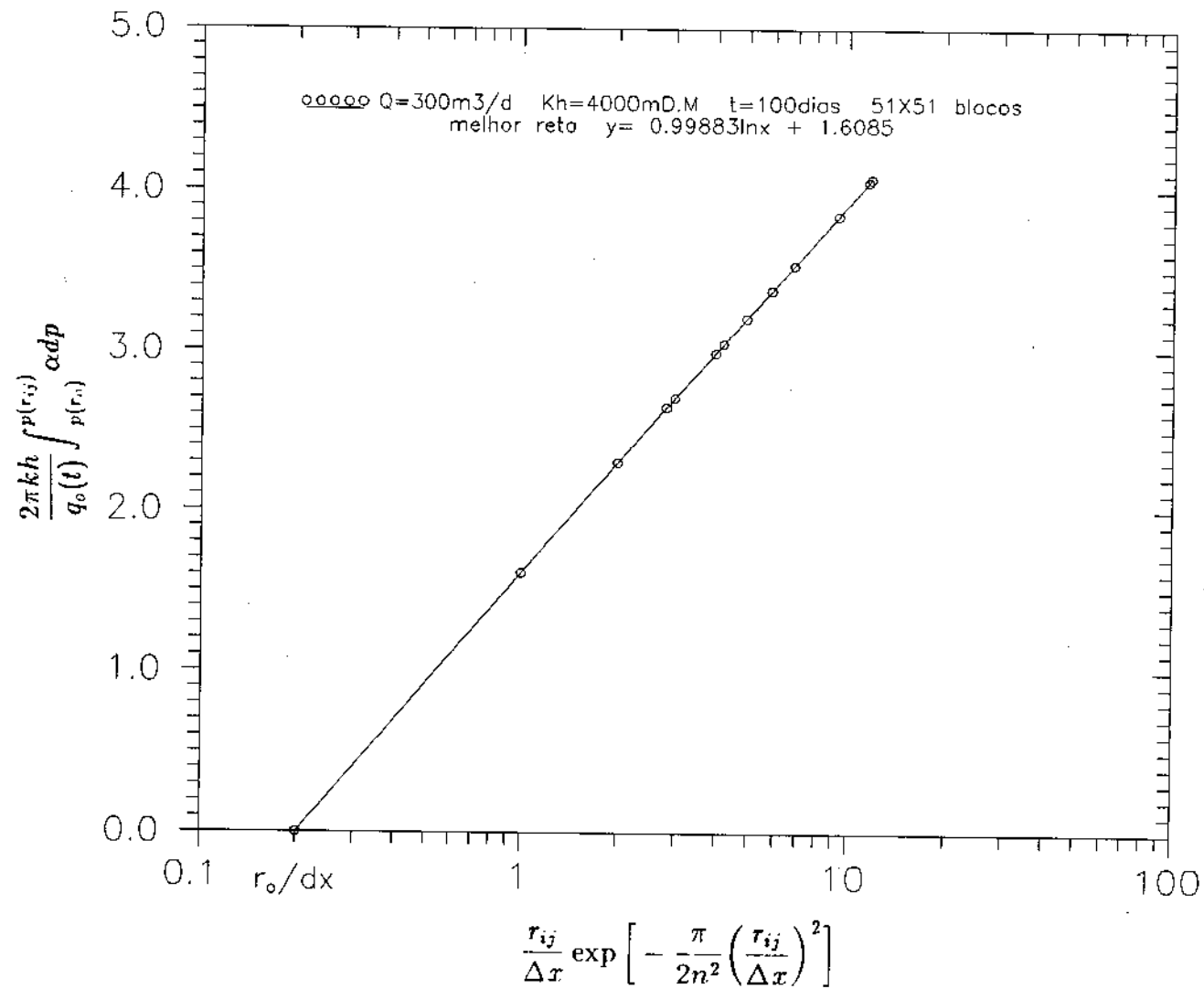


Figura 3.1 grafico de determinacao do raio equivalente para fluxo multifasico

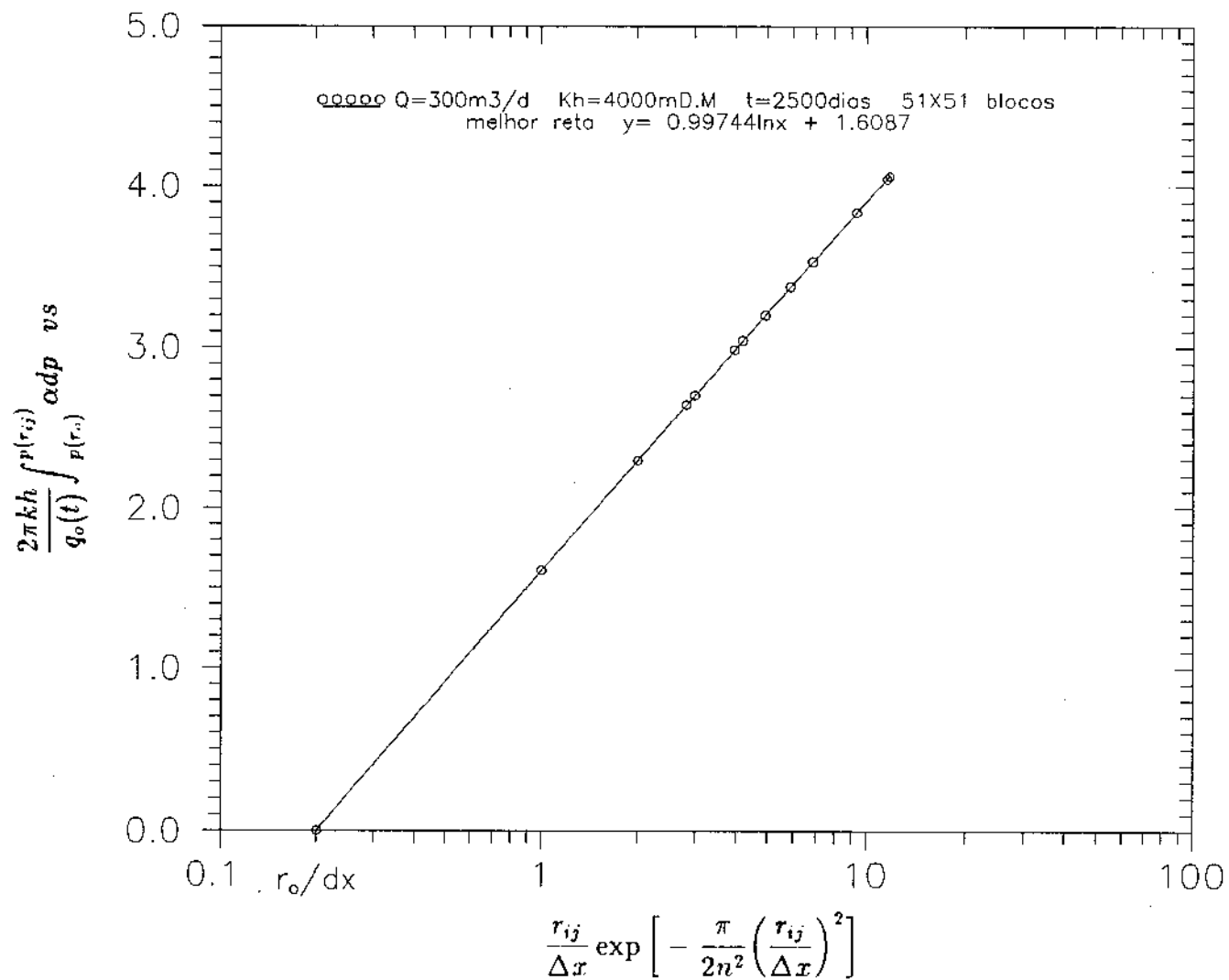


Figura 3.2 grafico de determinacao do raio equivalente para fluxo multifasico

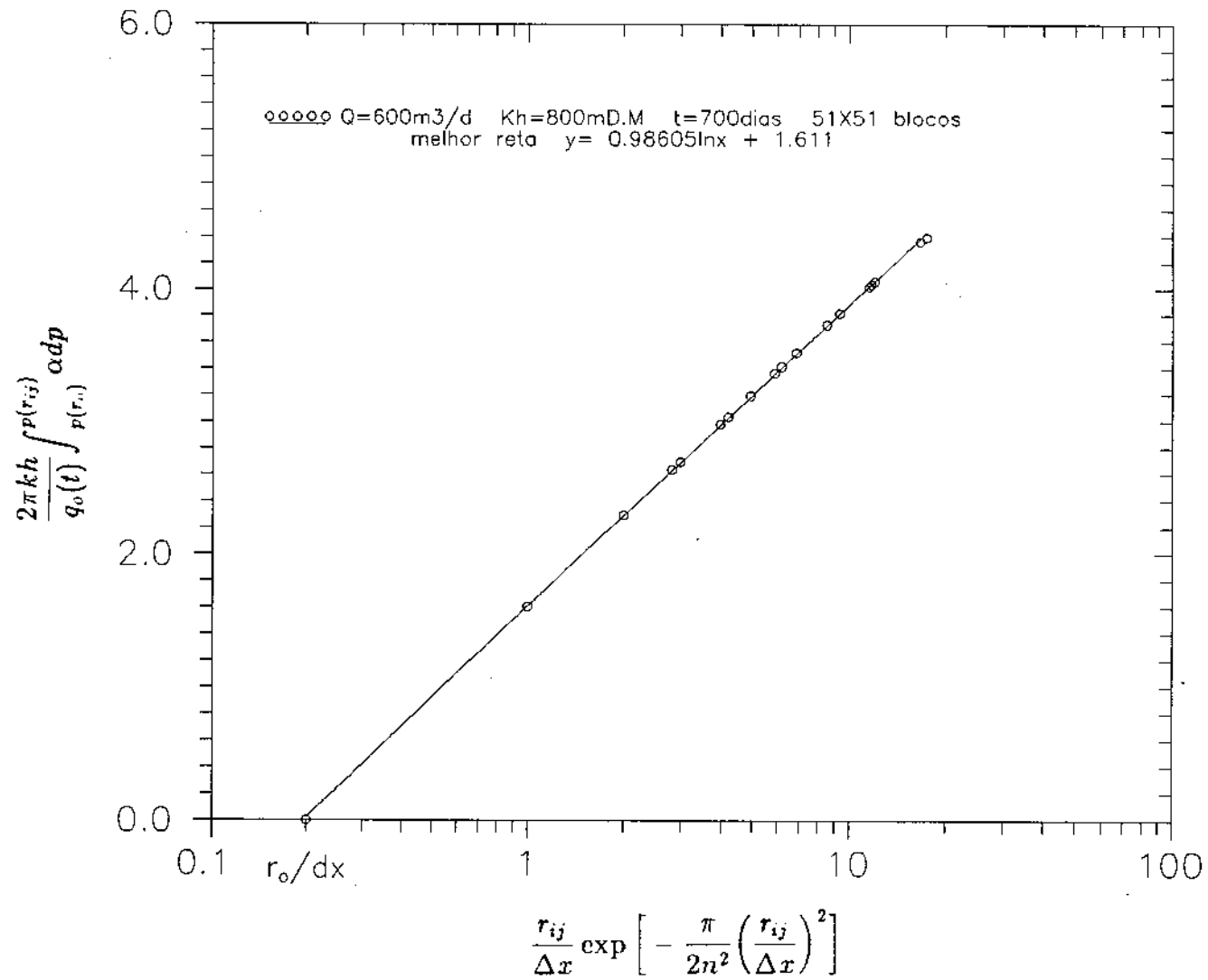


Figura 3.3 grafico de determinacao do raio equivalente para fluxo multifasico

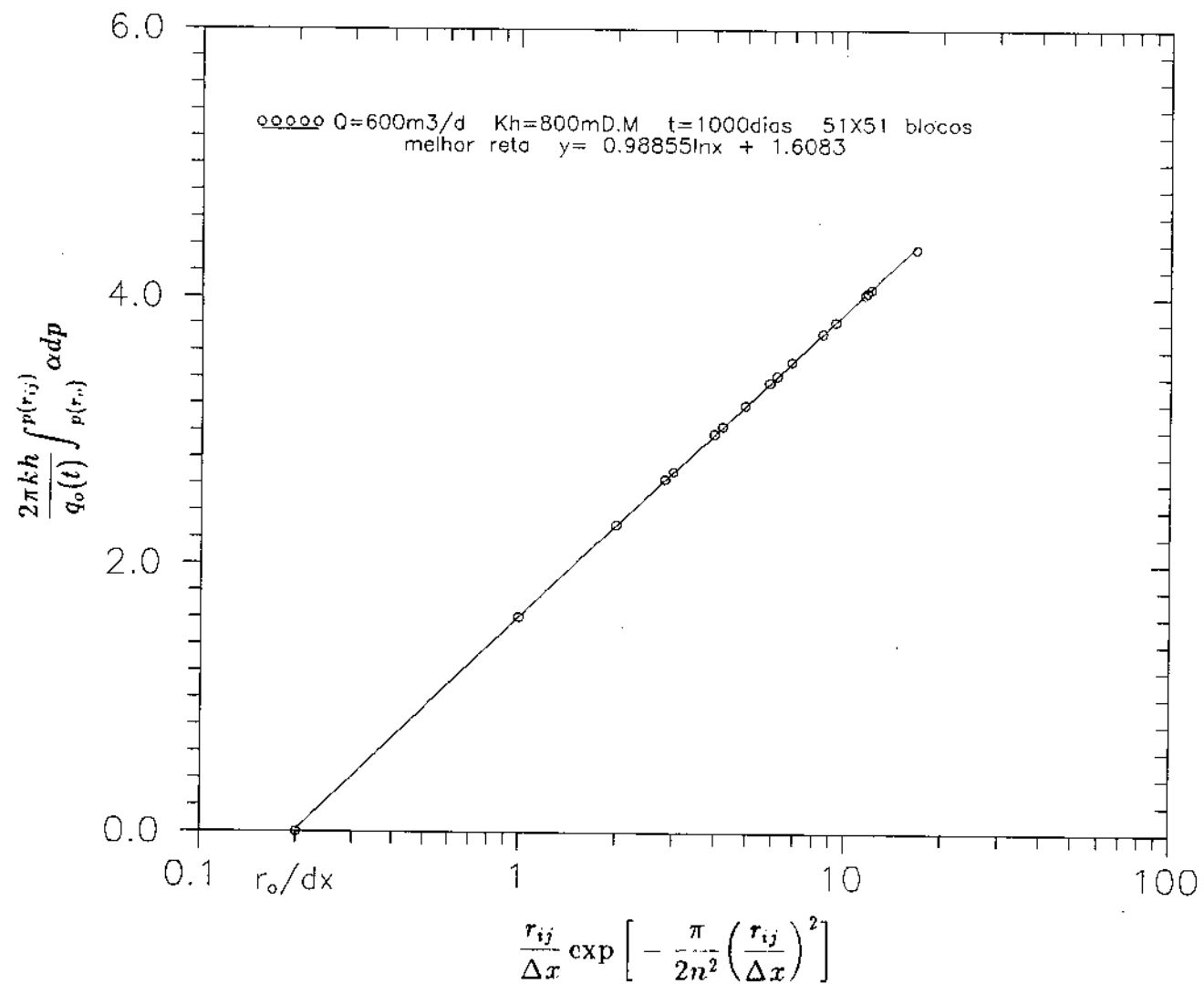


Figura 3.4 grafico de determinacao do raio equivalente para fluxo multifasico

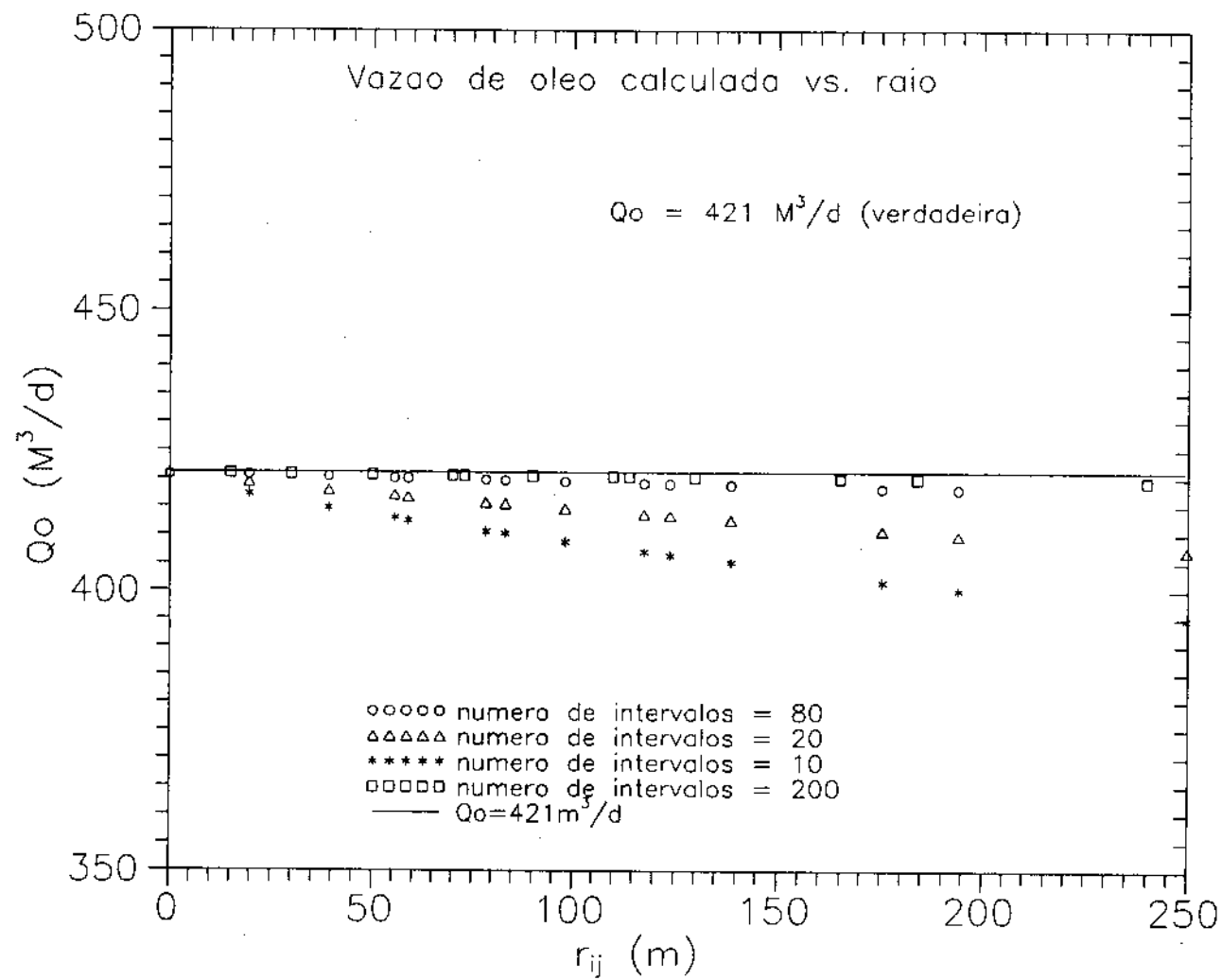


Figura 3.5 sensibilidade ao numero de intervalos de calculo

3.2.3 Cálculo de vazões

Para o caso de pressão de fluxo especificada, pode-se usar a vazão de óleo do “time-step” anterior ou iteração anterior em (3.11) e (3.8) e a nova vazão será dada por:

$$q_o(t) = \frac{2\pi kh}{\left[\ln \frac{r_o}{r_w} - \frac{(r_o^2 - r_w^2)}{2r_e^2} \right]} \int_{p(r_w)}^{p(r_o)} \alpha dp \quad (3.18)$$

Para o cálculo da vazão de gás apresentamos três formas distintas:

- Cálculo integral

$$\text{sendo} \quad \alpha_g = \frac{k_{rg}(S_g)}{\mu_g(p)B_g(p)} \quad \text{e} \quad S_g = 1 - S - S_{wi} \quad (3.19)$$

de forma semelhante à vazão de óleo temos:

$$q_g(t) = \frac{2\pi kh}{\left[\ln \frac{r_o}{r_w} - \frac{(r_o^2 - r_w^2)}{2r_e^2} \right]} \int_{p(r_w)}^{p(r_o)} (\alpha R_s + \alpha_g) dp \quad (3.20)$$

A integração pode ser feita pela regra do trapézio.

Obs: Esta forma de cálculo de q_g apresenta limitações que serão discutidas no item 4.4.4.

- Propriedades avaliadas na face do poço. Aplicando a lei de Darcy na face do poço:

$$q_g(t) = \left(\frac{\lambda_g}{\lambda_o} + R_s \right)_{r_w} q_o(t) \quad (3.21)$$

ou

$$q_g(t) = \left[\frac{k_{rg} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_g B_g} + R_S \right]_{r_w} q_o(t) \quad (3.22)$$

Obs: esta solução é bastante sensível à precisão do cálculo da saturação de gás na face do poço (ver item 4.4.4).

- Propriedades avaliadas em $r = r_o$.

Levine e Prats⁽³¹⁾ assumem que, para o regime de fluxo dominado por fronteiras, a razão gás-óleo total independente do raio. Camacho e Raghavan⁽²⁴⁾ admitem que esta é uma excelente aproximação para $r \leq \bar{r}$.

Como $r_o < \bar{r}$ podemos adotar uma condição mais rigorosa, considerando a razão gás-óleo total independente do raio para $r \leq r_o$ e calcular a vazão de gás como:

$$q_g(t) = \left[\frac{k_{rg} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_g B_g} + R_S \right]_{r_o} q_o(t) \quad (3.23)$$

onde q_o é calculado pela eq. (3.18) para pressão de fluxo especificada, e as propriedades rocha-fluido calculadas em p_o e S_o .

Discute-se a validade deste método no item 4.4.4.

Podemos resumir, portanto, o modelo de poço proposto como uma sequência de cálculos, que a partir de um ponto de referência no qual se conheça a saturação e a pressão, permita obter os perfis de pressão e saturação até a face do poço.

No item 3.3 será detalhada esta sequência de cálculos, que para efeito de validação, será chamada de solução analítica, pois os resultados serão comparados a um simulador do tipo R-Z a um simulador comercial.

O modelo proposto dito multifásico, na verdade, foi desenvolvido para um reservatório de mecanismo de gás em solução com água irreducível incompressível.

3.3 Sequência de cálculos na aplicação do modelo

O modelo em discussão é uma alternativa ao modelo de poço convencional, (eq. 3.2) e pela sua sequência de cálculos requer um esforço computacional maior. Portanto a sua utilização é necessária dentro de um simulador numérico quando as condições de variação de saturação próximo ao poço o exigirem. Um teste poderá ser feito durante a simulação de forma a se optar por um modelo ou outro.

O modelo de poço deduzido no item 3.2, e que resulta na equação 3.5, requer a seguinte sequência de cálculos para cada passo de tempo (time step):

De acordo com os experimentos numéricos relatados no item 3.2.2 para malha quadrada, as formulas de cálculo do raio equivalente para fluxo monofásico, discutidas no capítulo 2, são válidas também para o fluxo multifásico, ou seja:

$$r_o = 0,2\Delta x$$

A partir de r_o , onde teremos a pressão (p_o) e a saturação (s_o) calculados para o bloco do poço pelo simulador, o cálculo será regressivo até a face do poço onde $r = r_w$.

3.3.1 Definição dos pontos de cálculo

Dividindo-se a distância ($r_o - r_w$) em um número conveniente de intervalos:

$$\begin{aligned} \text{lineares : } INT &= \frac{(r_o - r_w)}{N-1} \\ \text{ou exponenciais : } INT &= (r_o/r_w)^{\frac{1}{N-1}} \end{aligned}$$

logo os pontos de cálculo serão:

$$r_{i-1} = r_i - INT \quad \text{intervalos lineares}$$

$$r_{i-1} = \frac{r_i}{INT} \quad \text{intervalos exponenciais}$$

Os melhores resultados foram obtidos, para todos os casos rodados, com 80 intervalos lineares.

3.3.2 Cálculo regressivo da pressão

Partindo-se de p_o e S_o , gerados pelo simulador, calcula-se:

$$\alpha_i = \frac{k_{ro}(S_o)}{\mu_o(p_o)B_o(p_o)} \quad (3.24)$$

e

$$p_{i-1} = p_i - \frac{q_o(t)}{2\pi kh\alpha_i} \left[\ln \frac{r_i}{r_{i-1}} - \frac{(r_i^2 - r_{i-1}^2)}{2r_e^2} \right] \quad (3.25)$$

Obs: $q_o(t)$ é a vazão de óleo no poço, constante ou variável. Para o caso de pressão de fluxo especificada, tomar a vazão de óleo do time step anterior como aproximação ou calcular de forma iterativa.

3.3.3 Cálculo regressivo da saturação

Com p_i e S_i calcula-se $\left[\frac{dS}{dp} \right]_i$ através das eqs. (3.6) e (3.8) e:

$$S_{i-1} = S_i - \left[\frac{dS}{dp} \right]_i (p_i - p_{i-1}) \quad (3.26)$$

3.3.4 Cálculo da vazão de óleo

Para o caso de pressão de fluxo especificada, a vazão de óleo no poço é dada por:

$$q_o(t) = \frac{2\pi kh}{\left[\ln \frac{r_o}{r_w} - \frac{(r_o^2 - r_w^2)}{2r_e^2} \right]} \int_{p(r_w)}^{p(r_o)} \alpha dp \quad (3.27)$$

e a integral pode ser calculada pela regra do trapézio:

$$\int_{p(r_w)}^{p(r_o)} \alpha dp = \sum_{i=1}^N \frac{(\alpha_i + \alpha_{i-1})}{2} \cdot (p_i - p_{i-1}) \quad (3.28)$$

3.3.5 Cálculo da vazão de gás

- Cálculo integral

na equação:

$$q_g(t) = \frac{2\pi kh}{\left[\ln \frac{r_o}{r_w} - \frac{(r_o^2 - r_w^2)}{2r_e^2} \right]} \int_{p(r_w)}^{p(r_o)} (\alpha R_s + \alpha_g) dp \quad (3.29)$$

a integral pode ser calculada pela regra do trapézio:

$$\int_{p(r_w)}^{p(r_o)} (\alpha R_s + \alpha_g) dp = \sum_{i=1}^N \left[\frac{(\alpha_i R_{si} + \alpha_{i-1} R_{si-1} + \alpha_{gi} + \alpha_{gi-1})}{2} \right] (p_i - p_{i-1}) \quad (3.30)$$

- Propriedades avaliadas na face do poço

Uma vez obtido a pressão na face do poço (p_{wf}) e as saturações na face do poço (S_{ow} e S_{gw}) podemos escrever a eq. (3.22) como:

$$q_g(t) = \left[\frac{k_{rg}(S_{gw}) \mu_o(p_{wf}) B_o(p_{wf})}{k_{ro}(S_{ow}) \mu_g(p_{wf}) B_g(p_{wf})} + R_S(p_{wf}) \right] q_o(t) \quad (3.31)$$

- Propriedades avaliadas em $r = r_o$

Tendo em vista o discutido no item 3.2.3, podemos reescrever a eq. (3.23) como:

$$q_g(t) = \left[\frac{k_{rg}(S_{go}) \mu_o(p_o) B_o(p_o)}{k_{ro}(S_{oo}) \mu_g(p_o) B_g(p_o)} + R_S(p_o) \right] q_o(t) \quad (3.32)$$

Obs: desprezou-se a pressão capilar gás-óleo.

Capítulo 4

Análise dos Resultados

4.1 Programas computacionais utilizados

Os programas utilizados na análise dos resultados foram:

- Simulador R-Z, modelo de poço multifásico.

Simulador numérico de diferenças finitas, bidimensional radial (R-Z), totalmente implícito, bifásico (óleo, gás e água imóvel), fronteira externa fechada e produzindo através de poço central. Variação exponencial dos blocos na direção r .

Ao simulador R-Z foi acoplada uma rotina para cálculo do modelo de poço multifásico, para gerar perfis de pressão e saturação ao longo da direção r , calcular as vazões dos fluidos e compara-los com os resultados do simulador.

- Simulador comercial Simbest⁽⁸⁾.

O reservatório foi simulado com malha radial ou cartesiano a depender do objetivo, foi utilizado grau de implicitude máxima e a opção de poço implícito.

- Modelo de poço multifásico.

Programa semelhante à rotina do simulador $R - Z$ mas adaptado para trabalhar com os dados gerados pelo Simbest cartesiano para permitir a comparação entre os modelos de poço convencional e multifásico. Programa em linguagem Fortran cuja listagem encontra-se no apêndice G.

4.2 Casos básicos simulados

O reservatório simulado foi considerado horizontal, homogêneo, com espessura constante, fechado na fronteira externa, produzindo de um poço central totalmente canhoneado. O reservatório contém óleo e gás inicialmente à pressão de saturação e água imóvel.

As características do reservatório em cada caso rodado estão presentes no apêndice E.

As tabelas PVT e de propriedades de rocha encontram-se no apêndice F.

A tabela 4.1 apresenta um resumo dos casos rodados e que serviram de base para a análise de resultados.

Os casos de 1 a 3, consideram um período de vazão de óleo constante, seguido de um período de pressão de fluxo especificada (P_{wfm}).

Os casos de 4 a 10, consideram a vazão de óleo variável desde o início.

A tabela PVT nº 2 é semelhante à PVT nº 1, mas recebe o mesmo tratamento revalidado pelo Simbest (regularização), ou seja os intervalos de pressão são tomados iguais. Só desta forma é possível comparar corretamente os resultados com o citado simulador comercial.

Tabela 4.1
Resumo dos casos básicos simulados

Sistema de unidades

SI	Campo – Petrobrás
----	-------------------

Caso	Q_{oi}		K		$K.h$		Pwf/m		Tabela PVT
	m^3/s	m^3/d	m^2	mD	m^3	$mD.m$	Pa	kgf/cm^2	
1	$69,4 \times 10^{-4}$	600	20×10^{-15}	20	80×10^{-14}	800	$6,86 \times 10^6$	70	1,2
2	$34,7 \times 10^{-4}$	300	30×10^{-15}	30	12×10^{-13}	1200	$6,86 \times 10^6$	70	1,2
3	$34,7 \times 10^{-4}$	300	10×10^{-14}	100	40×10^{-13}	4000	$6,86 \times 10^6$	70	1,2
4	$84,5 \times 10^{-4}$	730*	20×10^{-15}	20	80×10^{-14}	800	17×10^6	178	2
5	$69,4 \times 10^{-4}$	600*	10×10^{-14}	100	40×10^{-13}	4000	25×10^6	255	2
6	$21,1 \times 10^{-4}$	182*	5×10^{-15}	5	20×10^{-14}	200	17×10^6	178	2
7	116×10^{-4}	1000*	20×10^{-15}	20	80×10^{-14}	800	$6,86 \times 10^6$	70	2
8	$69,4 \times 10^{-4}$	600*	10×10^{-15}	10	40×10^{-14}	400	$6,86 \times 10^6$	70	2
9	$43,1 \times 10^{-4}$	372*	5×10^{-15}	5	20×10^{-14}	200	$6,86 \times 10^6$	70	2
10	258×10^{-4}	2231*	30×10^{-15}	30	12×10^{-13}	1200	$6,86 \times 10^6$	70	2

*Vazão de óleo variável desde o início da simulação.

4.3 Validação do Modelo de Poço Proposto

Os casos constantes da tabela 4.1, foram utilizados na verificação da qualidade dos resultados do modelo de poço, comparados aos resultados do simulador R-Z.

Primeiramente para verificar a precisão dos resultados do simulado R-Z, estes foram comparados ao simulador Simbest radial com 50 blocos exponenciais.

Para o fluxo radial em regime dominado por fronteiras, Camacho e Raghavan⁽²⁴⁾ mostraram para o fluxo bifásico (gás-óleo) que a posição onde ocorre a pressão média independe do tempo e tal qual para o fluxo monofásico é dado por:

$$r(\bar{p}) = \bar{r} \approx 0,5493r_e \quad (4.1)$$

Tal verificação sugere que também a saturação média ocorra no referido ponto e que o raio equivalente deva ser independente do tempo para o fluxo multifásico.

Primeiramente tratamos de verificar numericamente a eq. 4.1 e também a validade de:

$$r(\bar{S}) = \bar{r} \approx 0,5493r_e \quad (4.2)$$

As simulações efetuadas confirmam as eqs. 4.1 e 4.2 e os resultados de alguns casos podem ser observados na fig. 4.1.

Os resultados 4.1 e 4.2 foram usados para comparação do simulador R-Z com o modelo de poço multifásico, iniciando os cálculos do modelo de poço no ponto $\bar{r}$ (em vez de r_o) utilizando a pressão e saturação média fornecida pelo simulador R-Z a cada time-step.

Partindo-se do ponto $\bar{r}$ com os valores $\bar{P}$ e $\bar{S}_o$ fornecidos pelo simulador, a cada passo de tempo, foi efetuado o cálculo analítico até a face do poço. E os resultados foram comparados aos obtidos pelo simulador.

Foram comparados os resultados de pressão de fluxo no poço, saturação de óleo na face do poço, vazão de óleo e razão gás-óleo.

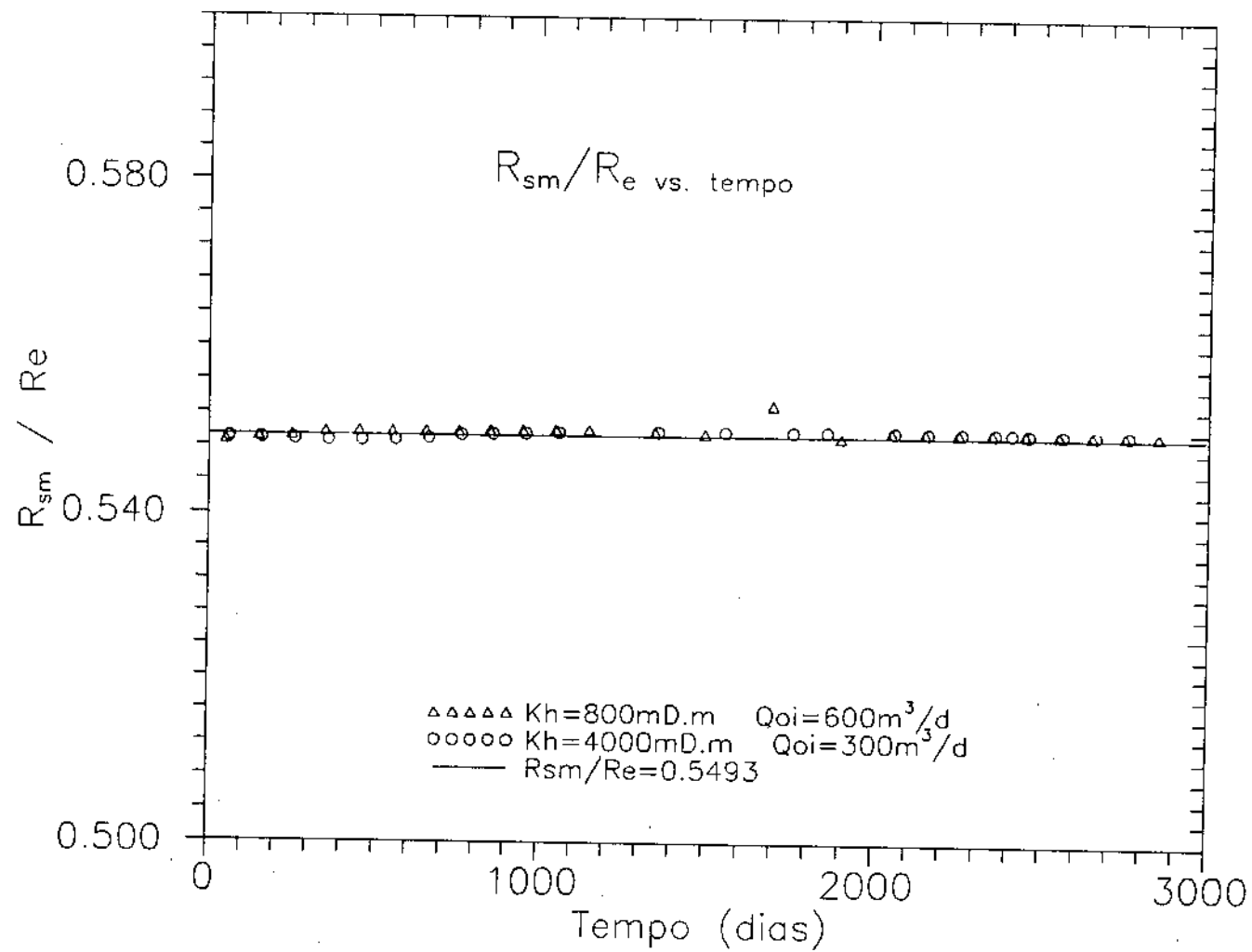


Figura 4.1 posicao onde ocorre a saturacao media do reservatorio para o regime dominado por fronteiras

Constatou-se, como era de se esperar, que iguais valores da relação Q_o/K , provocam idênticos gradientes de pressão e saturação. Procurou-se portanto, variar Q_o/K mantendo-se a espessura h constante, e a medida que Q_o/K diminui tende-se gradientes mais fortes e condições mais rigorosas para o modelo proposto.

Nas figuras 4.2, 4.3 e 4.6, para possibilitar a comparação entre os casos, utilizou-se o tempo adimensional, t_D , como abscissa, definido por:

$$t_D = \frac{K \lambda_{ti}}{\phi C_{ti}} \frac{t}{r_w^2} \quad (4.3)$$

onde: C_{ti} é a compressibilidade total inicial e
 λ_{ti} é a mobilidade total inicial.

4.3.1 Pressão de fluxo no poço

Para o período de vazão constante, pode-se comparar a pressão de fluxo no poço do simulador R-Z com a pressão de fluxo obtida do modelo de poço multifásico, como foi descrito no item 3.3.3.

De todos os casos rodados, a maior diferença observada foi de aproximadamente 7% em relação ao simulador.

Na figura 4.2 são apresentados os resultados para os casos 1, 2 e 3.

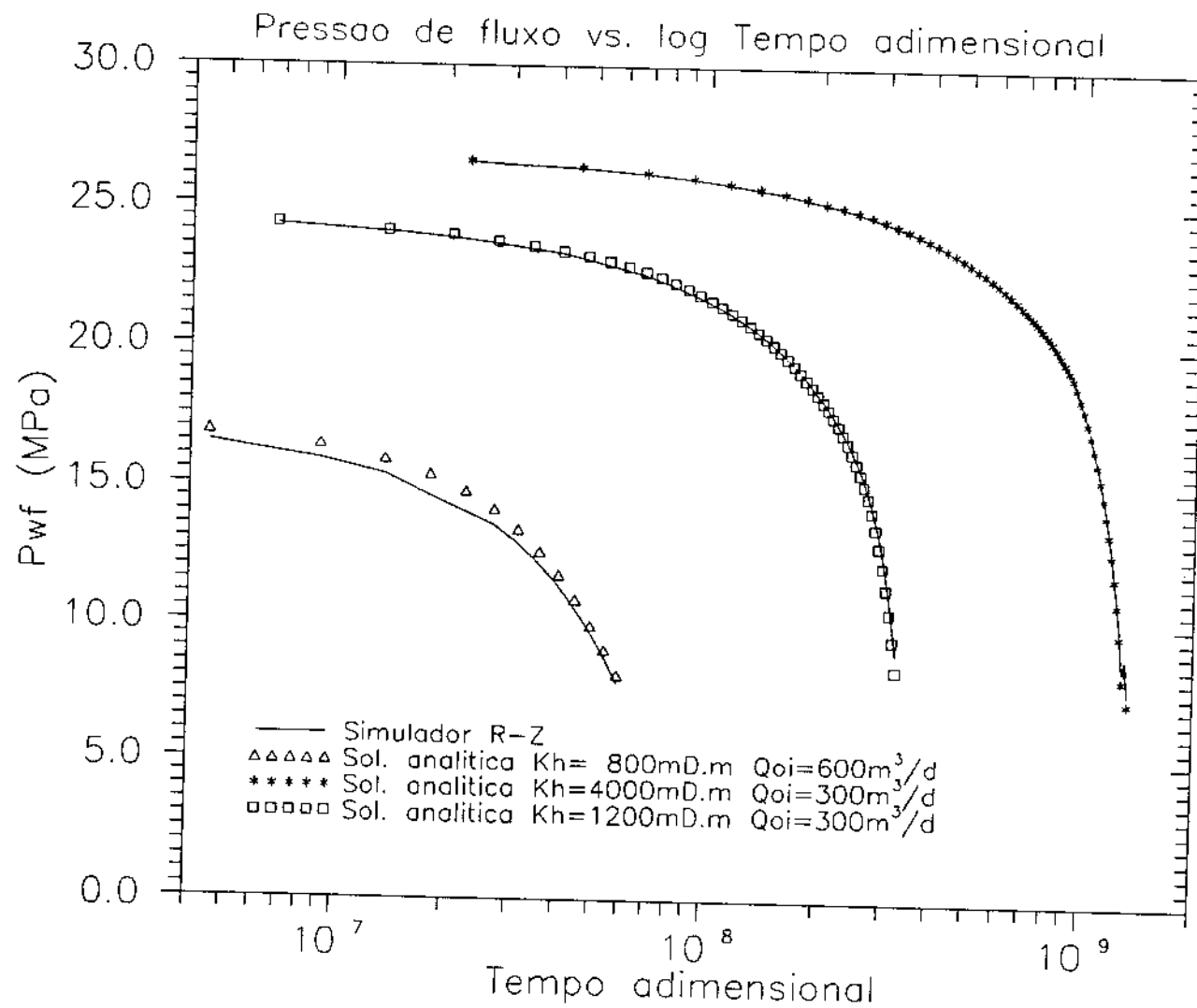


Figura 4.2 grafico comparativo da pressao de fluxo no poço para vazao de óleo constante.

4.3.2 Saturação de óleo na face do poço

A comparação das saturações de óleo na face do poço entre o simulador R-Z e o modelo de poço, foi realizada tanto para o período de vazão constante, como para vazão variável. Para comparação foi tomada a saturação de óleo do primeiro bloco do simulador, extrapolada para a face do poço utilizando ds_o/dp gerada pelo modelo de poço. Como o primeiro bloco tem apenas 0,13 m para um raio externo $r_e = 564m$, a diferença entre as saturações no bloco e no poço são pequenas, raramente chegando a 0,3%, não comprometendo a extrapolação realizada.

O cálculo através do modelo de poço multifásico é feito como descrito no item 3.3.4.

Na figura 4.3 são apresentados os resultados para os casos 1, 2 e 3. De todos os casos rodados a maior diferença observada foi da ordem de 1,5%.

Na figura 4.4 é feita a comparação, para o caso 1, das saturações na face do poço (simulador e analítica) e a saturação média do reservatório calculada pelo simulador, observando-se grande diferença entre elas.

4.3.3 Vazão do óleo

A comparação dos resultados obtidos para a vazão de óleo em condições de superfície, entre o simulador R-Z e o modelo do poço proposto foi realizada, para vazão constante e variável, para todos os casos da tabela 4.1.

O modelo de poço multifásico calcula a vazão de óleo, como descrito no item 3.3.5.

Em todos os casos o resultado foi excelente não sendo registrados diferenças maiores que 0,5%.

A figura 4.5 apresenta os resultados para os casos 1 e 3. Na mesma figura, são plotados os resultados que seriam obtidos, se ao invés de utilizar o método da in-

tegral de alfa, fosse adotada a hipótese sugerida por Al-Khalifah, Aziz e Horne⁽²⁶⁾, que consideram a variação de alfa linear com a pressão para o regime pseudo-permanente, e portanto poderia ser adotado o valor de alfa médio. Observa-se que tal aproximação não é adequada para a aplicação que se pretende no presente trabalho, e quanto maior o valor de Q_o/k , maiores são os erros cometidos.

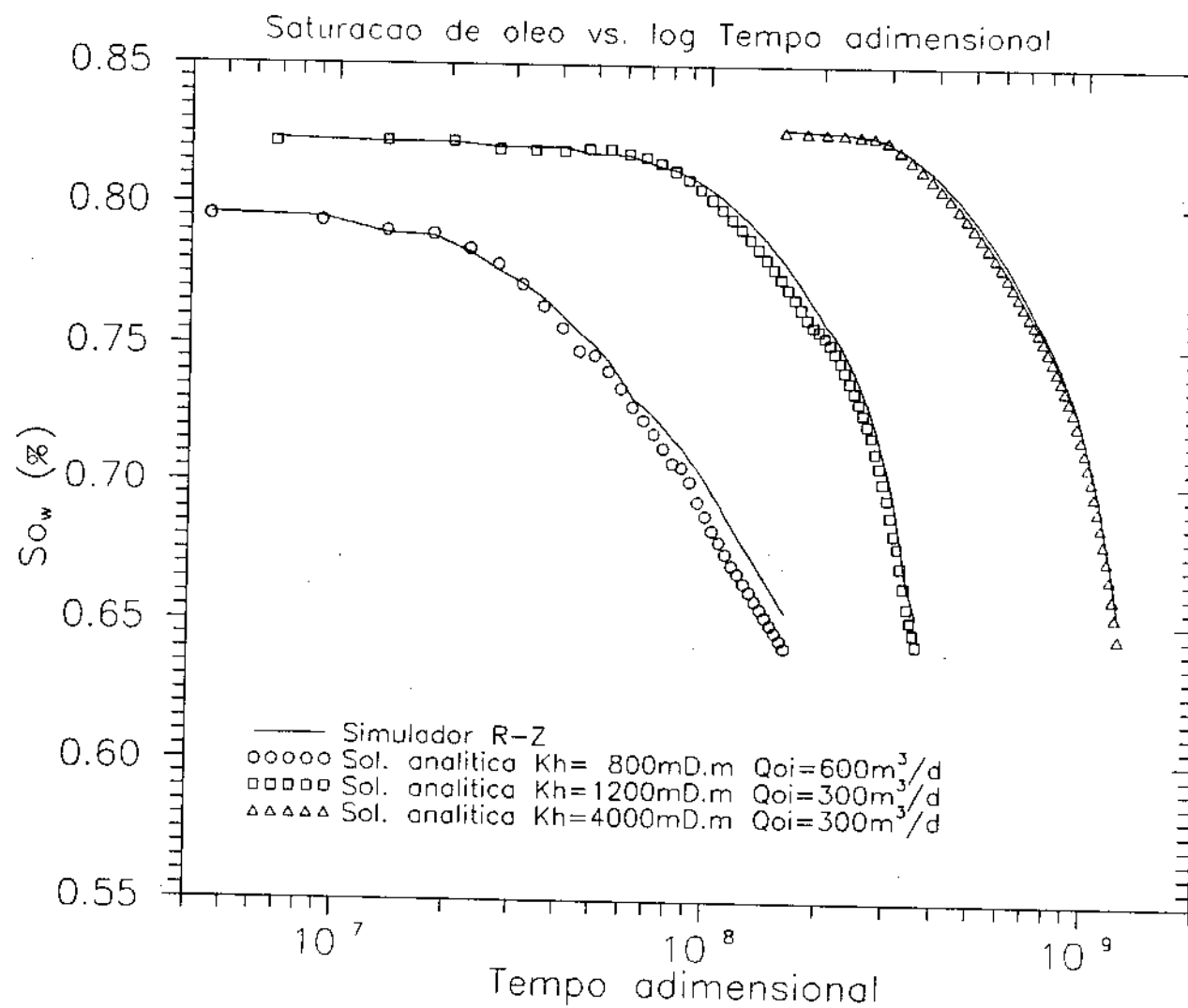


Figura 4.3 grafico comparativo da saturacao de oleo na face do poço

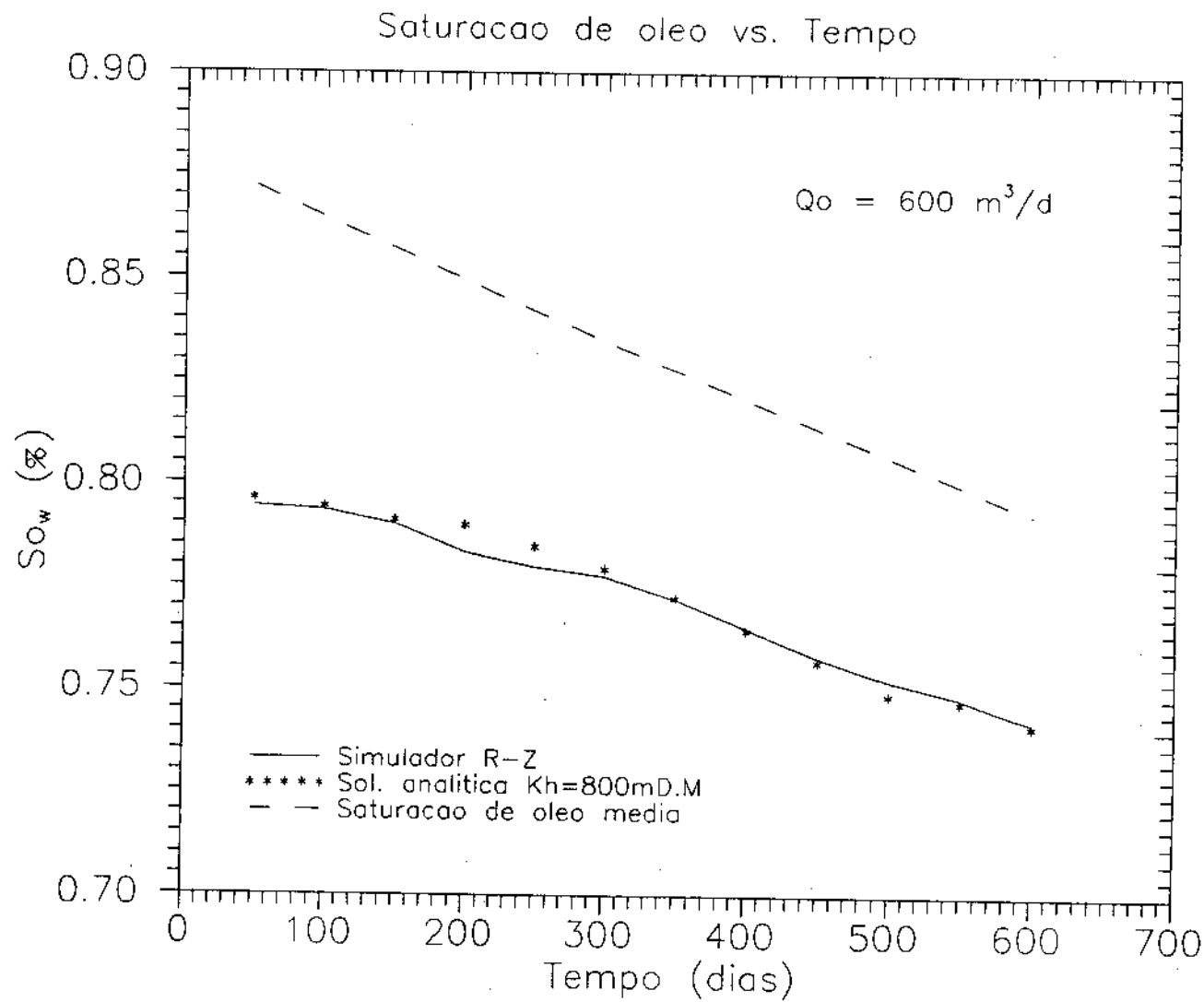


Figura 4.4 grafico da saturacao de oleo na face do poço para vazao de oleo constante

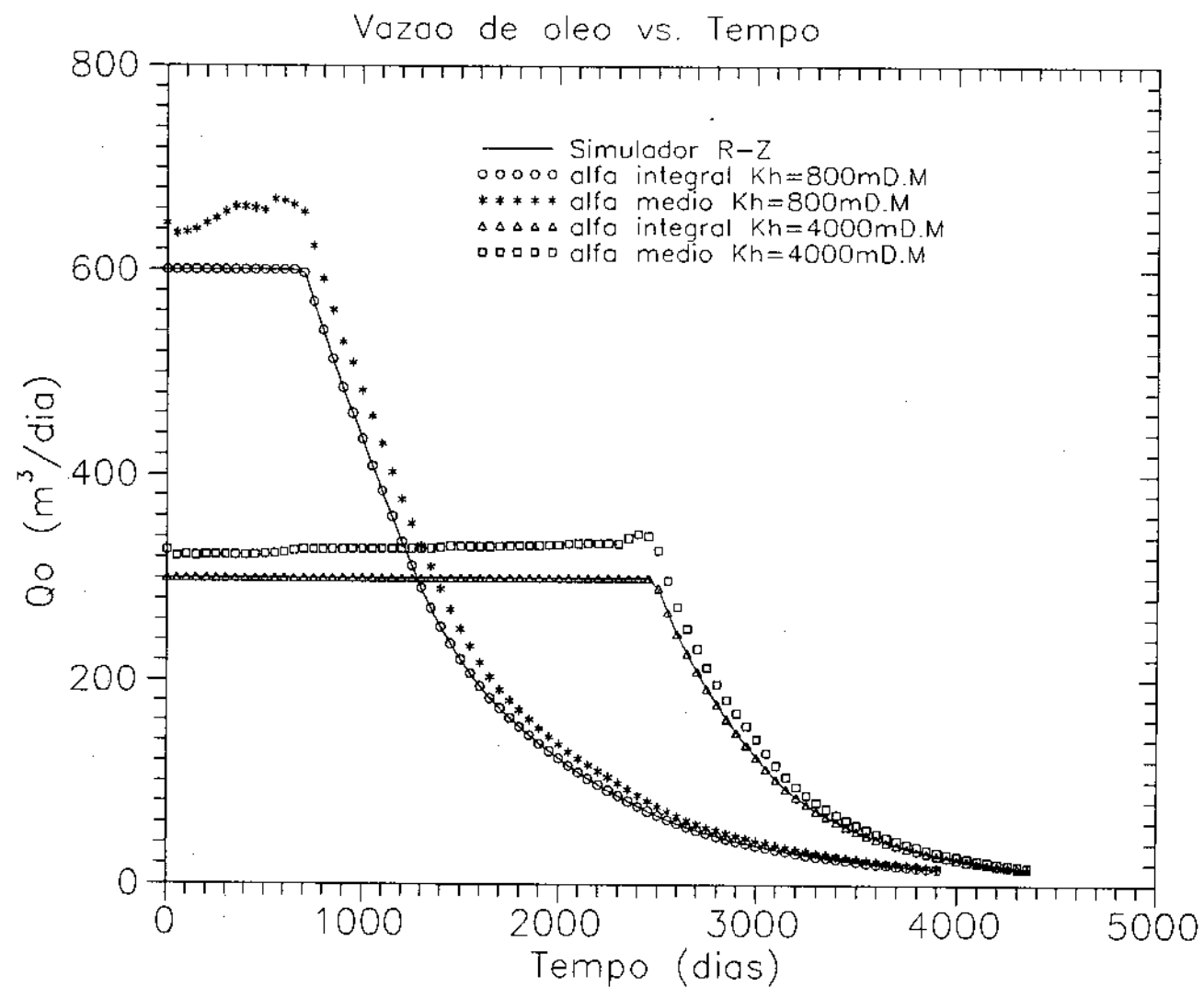


Figura 4.5 influencia do metodo de calculo de alfa na vazao de oleo

4.3.4 Vazão de gás e razão gás óleo

Optou-se pela comparação gráfica de RGO, por esta apresentar maior variação relativa, à vazão de gás.

- Cálculo integral

Ao contrário da vazão de óleo, cujos resultados foram excelentes, o cálculo da vazão de gás pelo método integral (eqs. 3.29 e 3.30) não fornecem bons resultados. Nos casos rodados chegou-se a erros de até 15%.

Observar os resultados obtidos na figura 4.7.

- Propriedades avaliadas na face do poço

Este método de cálculo da vazão de gás depende, fundamentalmente, da precisão no valor obtido da saturação de gás na face do poço. Para as simulações realizadas, um erro de 1% na saturação de gás pode implicar em erros de 10% na vazão de gás.

Conclui-se que esta dependência pontual da saturação é o ponto fraco deste método. Observar os resultados obtidos na figura 4.7.

- Propriedades avaliados em $r = r_o$

Este método foi o que conseguiu melhores resultados. A figura 4.7 compara os métodos e indica que a hipótese de razão gás-óleo total independente do raio é bastante razoável (para $r \leq r_o$).

O ponto fraco deste método é, para casos mais críticos, quando a saturação de gás crítica é diferente de zero, neste caso encontrou-se alguma perda de precisão no período de início de crescimento da razão gás-óleo. Pois neste período, podemos ter $Sg > Sg_c$ próximo do poço, enquanto em $r = r_o$ podemos ter $Sg < Sg_c$.

Na figura 4.6 são apontados os resultados obtidos para os casos 1,2 e 3 com $Sg_c = 5\%$.

4.4 Comparações com um simulador de malha cartesiana

Realizou-se experimentos numéricos para comprovar que, em certas condições podem ocorrer diferenças significativas, entre o modelo de poço convencional e o modelo de poço multifásico proposto.

Para tanto, utilizou-se o simulador comercial Simbest com malha quadrada e blocos de dimensão igual a 200 m. Notar que na prática é comum o uso de blocos maiores.

Como resultado de referência (verdadeiro), foi adotado o Simbest com malha radial de 50 blocos, e foram usados os mesmos volumes porosos.

O modelo de poço multifásico foi rodado, acoplado a um simulador R-Z.

4.4.1 Vazão de óleo

As figuras 4.8, 4.9 e 4.10 contém os resultados da vazão de óleo contra o tempo, para os casos 4,5 e 6. Sendo a vazão de óleo variável desde o início da simulação.

Notar que o modelo de poço multifásico apresentou resultados excelentes, idênticos ao simulador radial enquanto o modelo de poço convencional do simulador ortogonal, calculou vazões de óleo geralmente menores.

O erro cometido pelo modelo de poço convencional é função do parâmetro $k.h$. Observa-se que mesmo para o caso 5, que tem o maior valor de $k.h$ o erro existe, embora menor (fig. 4.19).

4.4.2 Razão gás-óleo

No item 4.4.4, vimos que os melhores resultados foram obtidos, considerando a hipótese da razão gás-óleo total independente do raio. Portanto este método foi utilizado para comparação com o simulador ortogonal.

Na figura 4.11, podemos observar que a solução proposta apresenta resultado bem melhor que o simulador ortogonal, o qual subestima a razão gás-óleo.

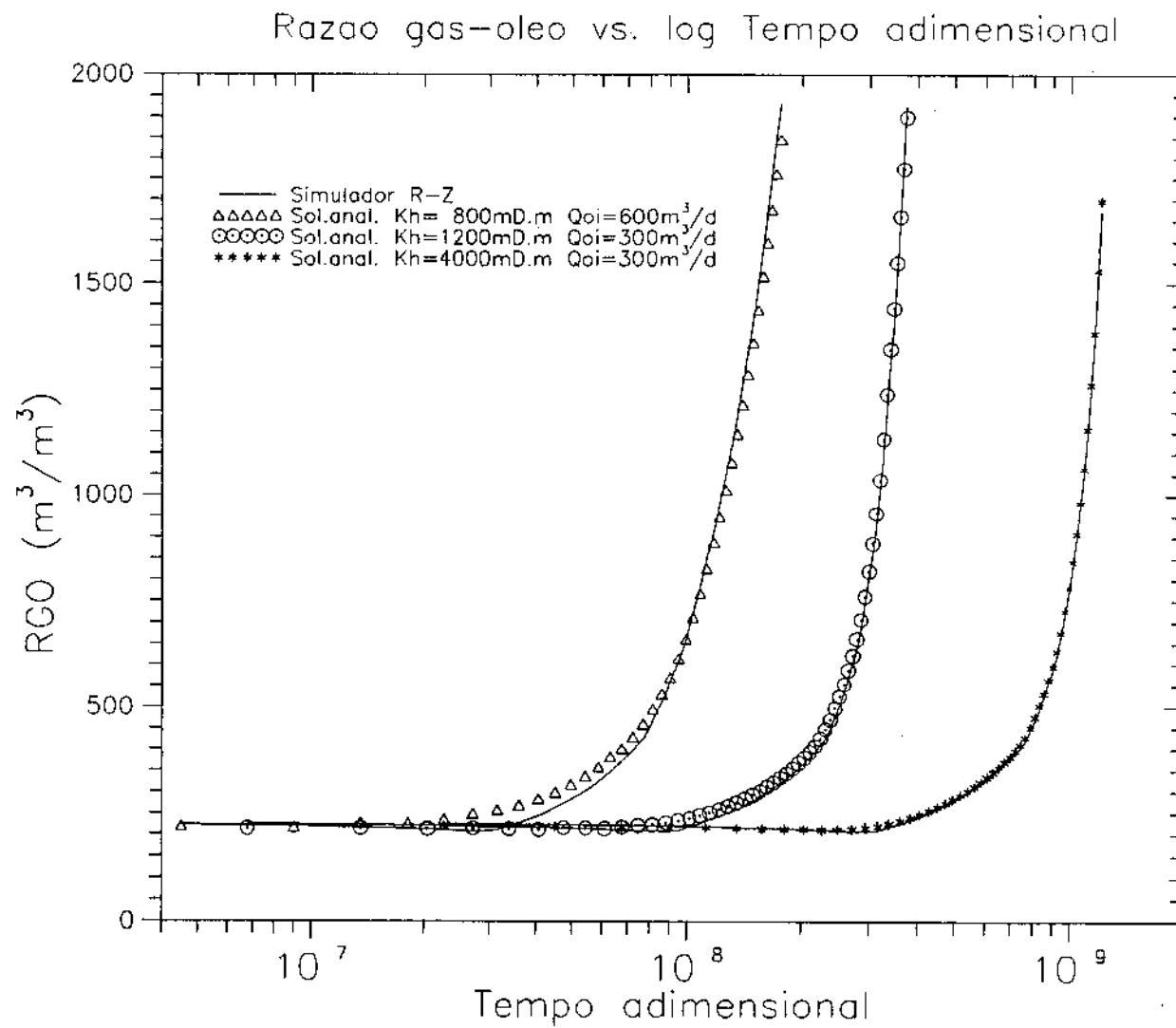


Figura 4.6 grafico comparativo da razao gas-oleo de producao

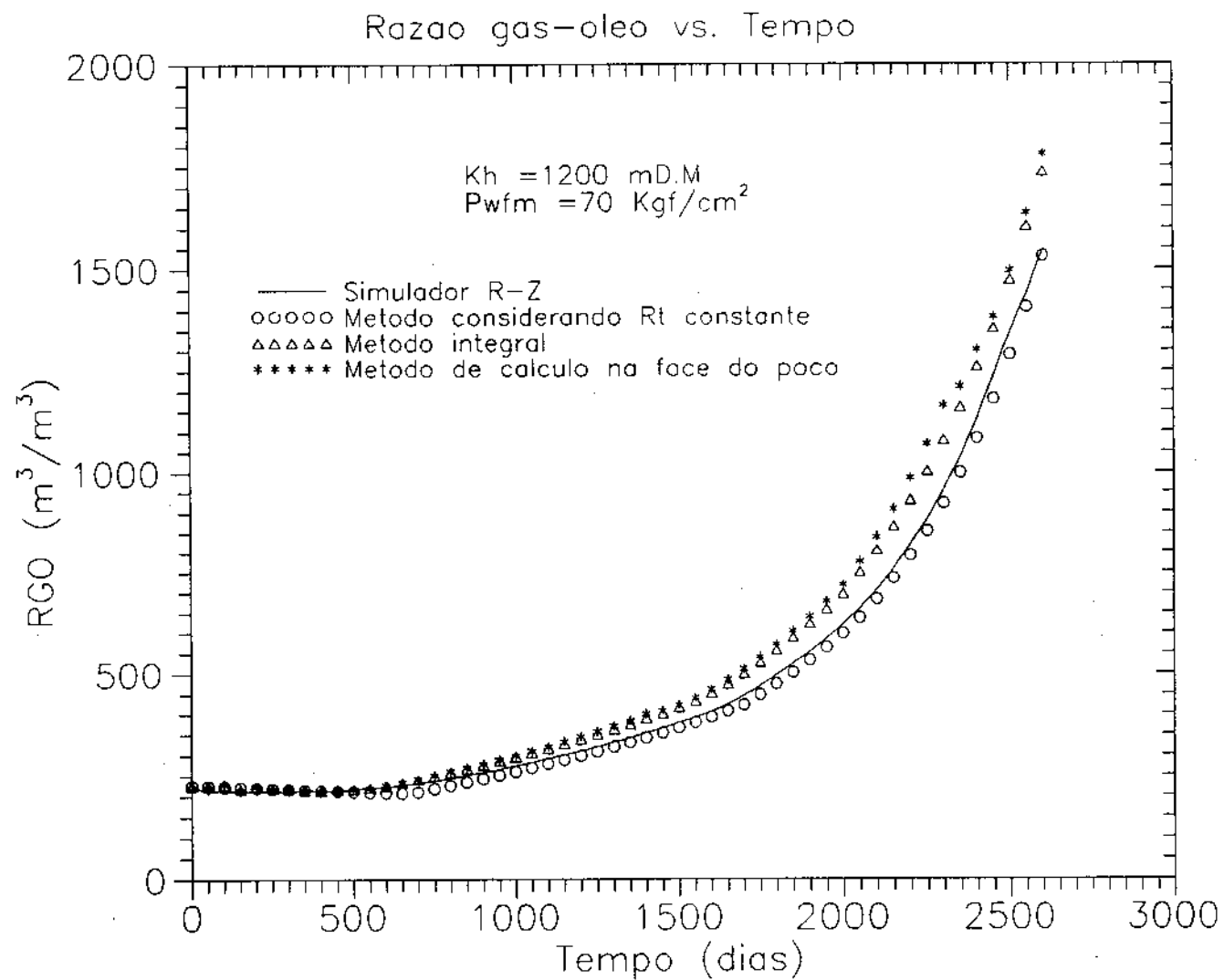


Figura 4.7 grafico comparativo dos metodos de calculo da razao gas-oleo

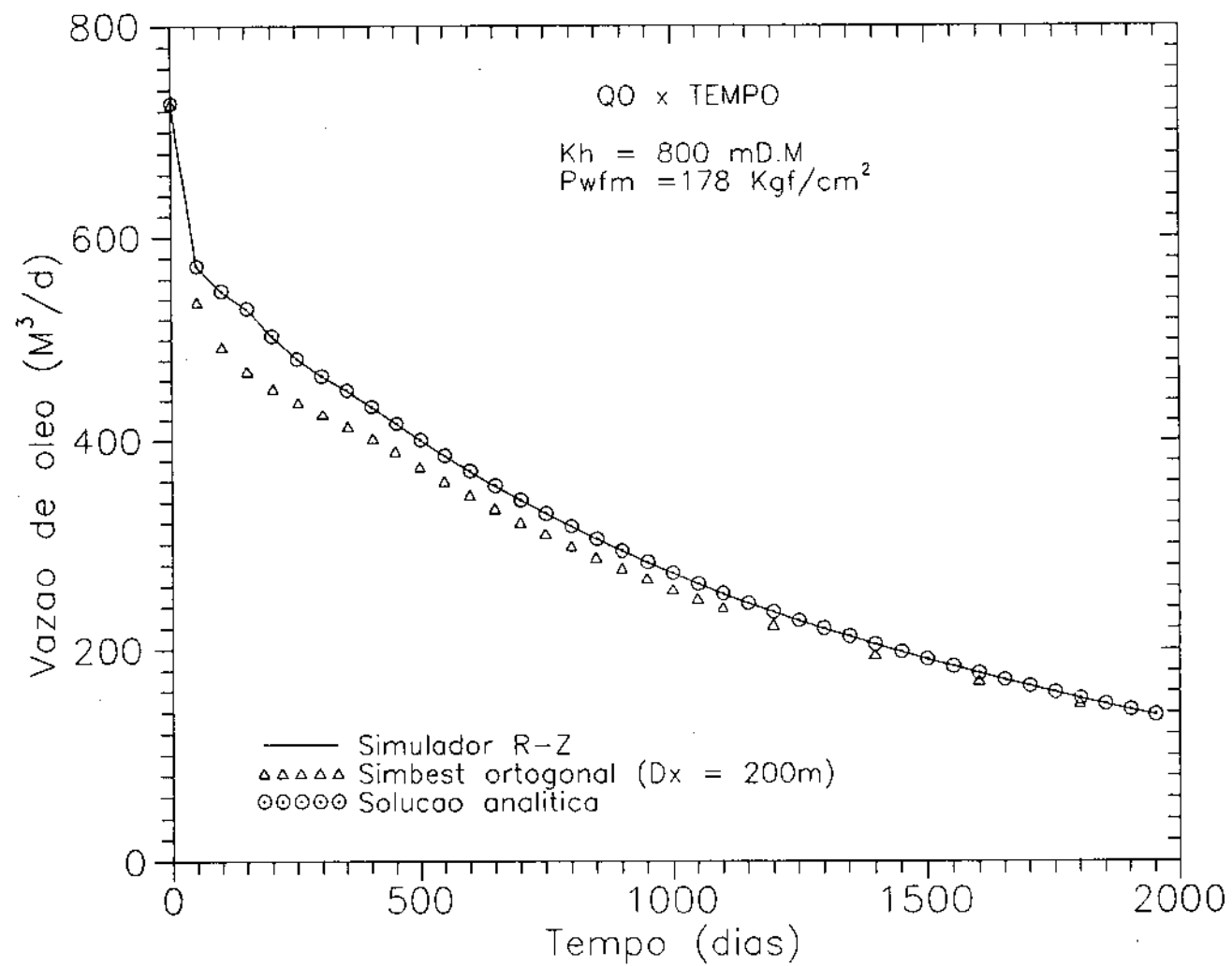


Figura 4.8 grafico comparativo da vazao de oleo com simulador ortogonal

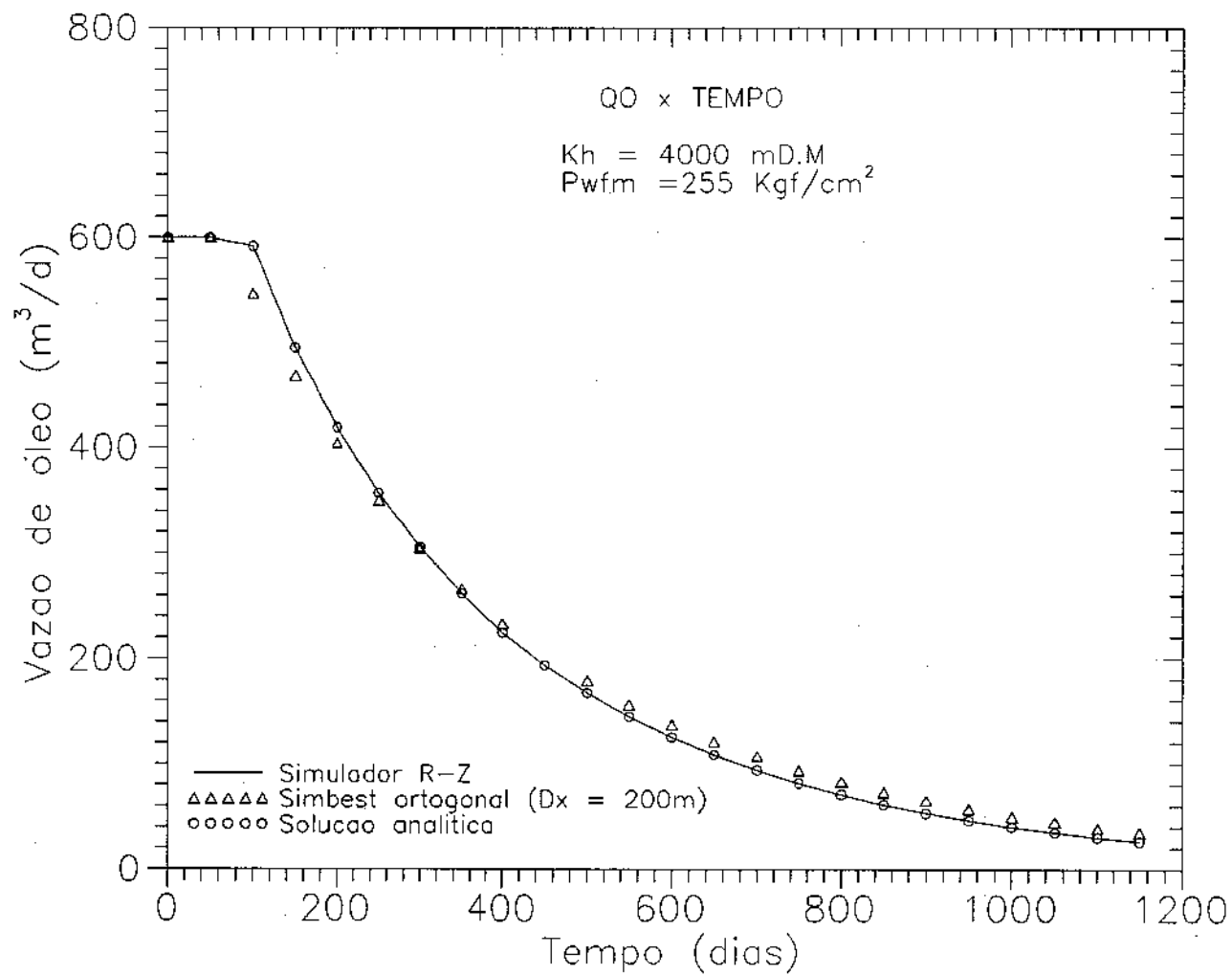


Figura 4.9 grafico comparativo da vazao de oleo com simulador ortogonal

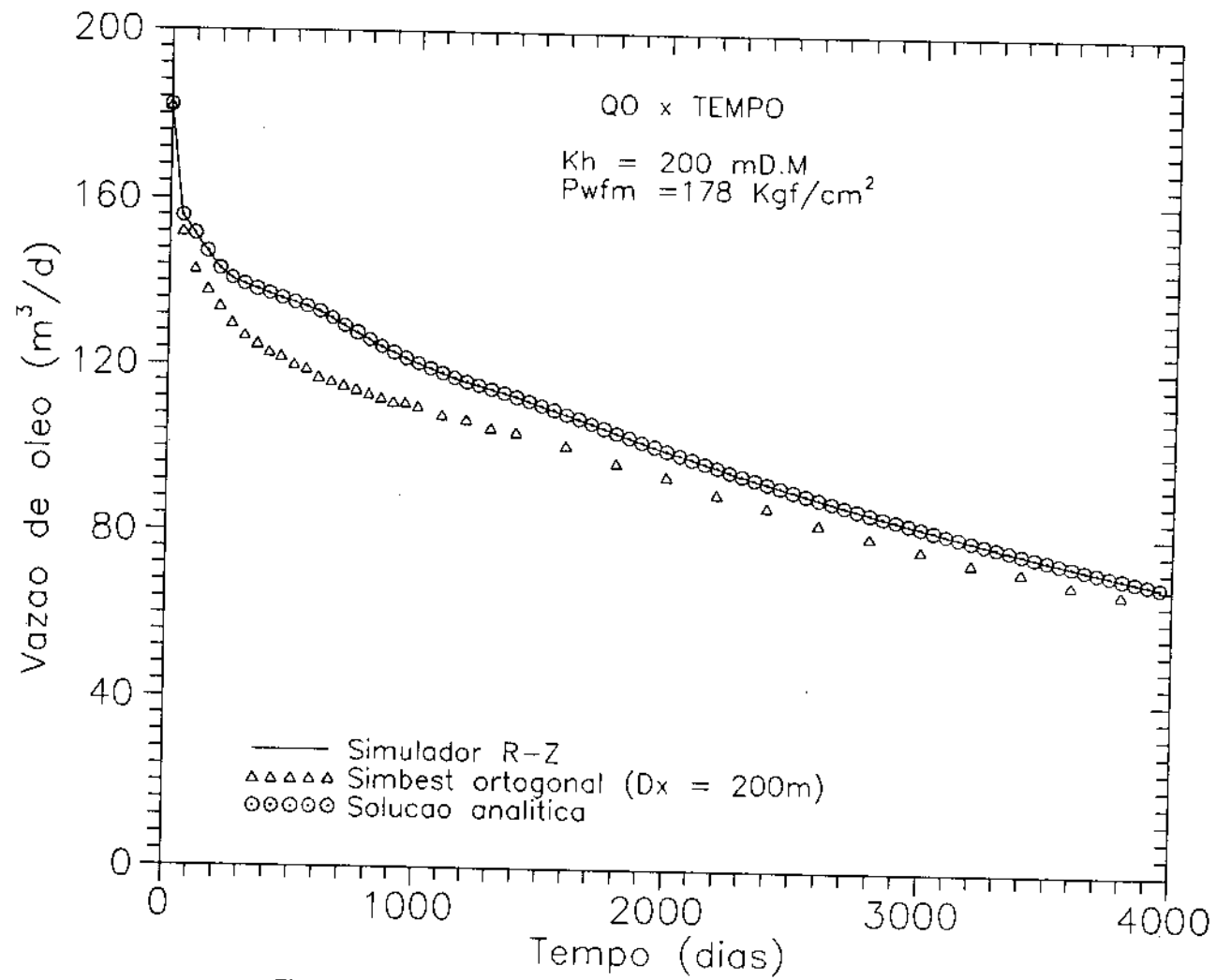


Figura 4.10 grafico comparativo da vazao de oleo com simulador ortogonal

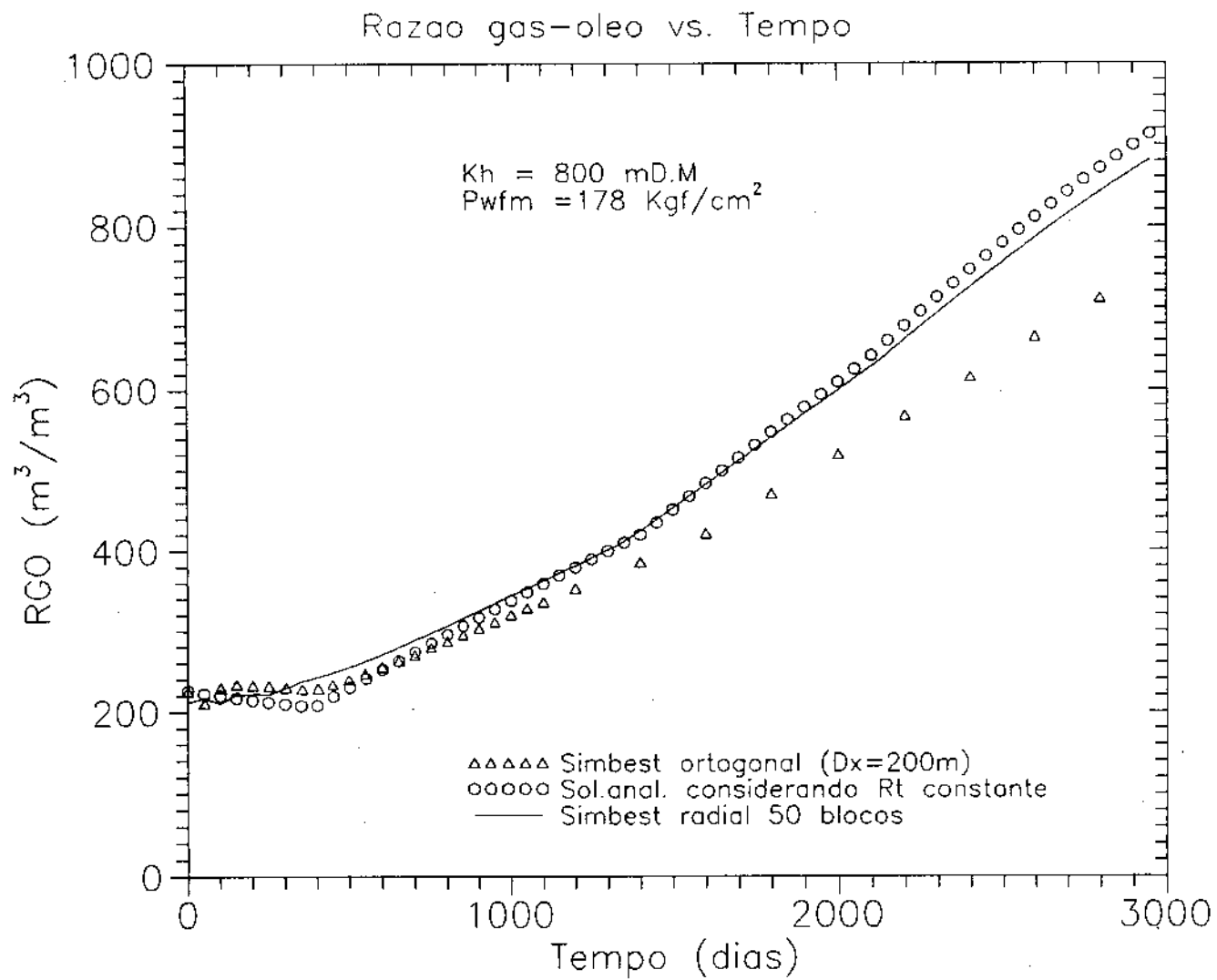


Figura 4.11 grafico comparativo da razao gas-oleo com simulador ortogonal

Capítulo 5

Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

5.1 Conclusões

5.1.1 – O modelo de poço para fluxo gás-óleo, para o regime dominado por fronteiras, proposto neste trabalho, mostrou ser uma opção bastante adequada para aplicação em simulação com malha de blocos ortogonais, em casos onde se tenha fortes gradientes de pressão e saturação próximo aos poços.

5.1.2 – O modelo proposto calcula a vazão de óleo com excelente precisão em quaisquer condições de fluxo e nível de depleção do reservatório.

5.1.3 – Obteve-se para os casos mais críticos, pequenos erros no cálculo de saturações e pressão na face do poço. Tais imprecisões não afetaram o cálculo da vazão de óleo, mas comprometem o cálculo da vazão de gás, se esta for calculada através da razão de mobilidades na face do poço.

5.1.4 – Para o cálculo da vazão de gás, a melhor forma encontrada, foi admitir a razão gás-óleo constante ao longo do reservatório durante o regime dominado por fronteiras. Esta forma de cálculo mostrou-se superior à aplicação do modelo de poço convencional.

5.1.5 – Mostrou-se que, de forma semelhante ao fluxo monofásico, pode-se aplicar o conceito de raio equivalente e através do uso de pseudo-pressões, obteve-se graficamente o resultado: $r_o = 0,2\Delta x$.

Este resultado é válido para qualquer condição de fluxo em um bloco de poço

quadrado.

5.1.6 – Comparando-se os resultados obtidos com o modelo de poço multifásico e o modelo convencional utilizado no simulador comercial Simbest, observou-se grande vantagem do primeiro quando as condições de fluxo são rigorosas.

5.2 Sugestões para trabalhos futuros

5.2.1 – Estender os conceitos, desenvolvidos no presente estudo, para o fluxo de tres fases.

5.2.2 – Pesquisar uma alternativa à aproximação de Camacho e Reghavan⁽²⁹⁾,

$$\bar{\alpha} \frac{\partial \bar{p}}{\partial t} \approx \alpha \frac{\partial p}{\partial t}$$

usada no apêndice C, pois é possível ser ela fonte de imprecisão no modelo aqui desenvolvido.

5.2.3 – Apesar dos bons resultados obtidos, o cálculo da vazão de gás não foi considerado totalmente resolvido, sugerimos desenvolver formas baseadas no método integral.

5.2.4 – Comprovar que o raio equivalente, obtido para fluxo monofásico para diversas geometrias, pode ser utilizado para o fluxo multifásico.

Referências Bibliográficas

1. Abou-Kassem, J.H, and Aziz K.: "Analitical Well Models for Reservoir Simulation," Soc. Pet. Eng.J.(Aug., 1985) 573-579
2. Schwabe, K. and Brand, J.: "Prediction of Reservoir Behavior Using Numerical Simulators," paper SPE 1857 presented at the SPE - AIME 42nd Annual Fall Meeting, Houston, (Oct.1967).
3. van Poolen, H.K., Breitenbach, E.A., and Thurnau, D.H.: "Treatment of Individual Wells and Grids in Reservoir Modeling," Soc. Pet. Eng. J. (Dec, 1968) 341-46, Trans. AIME, 243.
4. Coats, K.H., George, W.D., Chu,C., and Marcum, B.E.: "Three-Dimensional Simulation of Steam-flooding," Soc. Pet. Eng.J. (Dec. 1974) 573-593, Trans. AIME, vol.257.
5. Peaceman, D.W.: "Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation," Soc, Pet.Eng.J. (June, 1977) 183-94 ; Trans. AIME, 253.
6. Muskat, M.: The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media, McGraw-Hill Book Co., Inc., New York (1973).
7. Peaceman, DW.: "Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation with Nonsquare Grid Blocks and Anisotropic Permeability," Soc, Pet. Eng. J. (June, 1983) 531-43 ; Trans. AIME, 275.
8. SIMBEST, Black Oil Simulator User's Guide, version 1.0, Scientific Software - Intercomp Inc. (July, 1985).

9. Peaceman, E.W.: "Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation - Part 3: Some Additional Well Geometries, "paper SPE 16976 (Sept. 1987).
10. Williamson, A.S. and Chapelle, J.E.: "Representing Wells in Numerical Reservoir Simulation: Part 1 - Theory, "Soc. Pet. Eng. J. (June, 1981) 323-38; Trans. AIME, 271.
11. Williamson, A.S. and Chapelle, J.E.: "Representing Wells in Numerical Reservoir Simulation: Part 2 - Implementation, "Soc. Pet. Eng. J. (June, 1981) 339 - 44; Trans. AIME, 271.
12. Pedrosa, O.A. Jr.: "Use of Hybrid Grid in Reservoir Simulation" PhD thesis, Stanford U., Stanford, CA (Dec. 1984).
13. Pedrosa, O.A.Jr and Aziz, K.: "Use of a Hybrid Grid in Reservoir Simulation," SPE Reservoir Engineering (Nov. 1986).
14. Akbar, A.M., Arnold, M.D., and Harvey, A.H.: "Numerical Simulation of Individual Wells in a Field Simulation Model, " paper SPE 4073 (Oct. 1972).
15. Mrosovsky, I and Ridings, R.L.: "Two - Dimensional Radial Treatment of Wells Within a Three - Dimensional Reservoir Model," Soc. Pet. Eng. J. (April 1974) 127 - 31.
16. Rosenberg, D.U.: "Local Mesh Refinement for Finite Difference Methods," paper SPE 10974 (Sept. 1982).
17. Muskat, M. and Meres, M.W.: "The Flow of Heterogeneous Fluids Through Porous Media," Physics, (Sept. 1936), vol. 7, 346 - 363.
18. Evinger, H.H. and Muskat, M.: "Calculation of Theoretical Productivity Factor," Trans., AIME, 146 (1942), 126 - 139.

19. Perrine, R.L.: "Analysis of Pressure Buildup Curves," Drill. and Prod. Prac., API (1956), 482 - 509.
20. Martin, J.C.: "Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Flow Pressure Buildup Analysis," J. Pet. Tech. (Oct. 1959) 321 - 323; Trans., AIME, 216.
21. Weller, W.T.: "Reservoir Performance During Two Phase Flow," J. Pet. Tech. (Feb. 1966) 240 - 246, Trans., AIME, vol. 222.
22. Fetkovich, M.: "The Isochronal Testing of Oil Wells," paper SPE 4529, (Sept. 1973).
23. Raghavan, R.: "Well test Analysis: Well Producing by Solution Gas Drive," Soc. Pet. Eng. J., (Oct. 1977), 369 - 376.
24. Camacho, R.V. and Raghavan, R.: "Some Theoretical Results Useful in Analyzing The Well Performance of a Solution Gas Drive Reservoir," paper SPE 16580, submitted for publication - (1987).
25. Bøe, A., Skjaeveland, S., and Whitson, C.: "Two-Phase Pressure Test Analysis," paper SPE 10224, (Oct. 1981).
26. Al-Khalifah, A.A., Aziz K., and Horne R.N.: "A new Approach to Multiphase Well test Analysis," paper SPE 16743 (Sept. 1987)
27. Serra, K.: "Well Testing for Solution - Gas - Drive Reservoirs," PhD dissertation, U. of Tulsa (May 1988).
28. Camacho, R.V.: "Well Performance Under Solution Gas Drive," Ph.D. Dissertation, University of Tulsa, 1987.
29. Camacho, R.V. and Raghavan, R.: "Boundary - Dominated Flow in Solution - Gas - Drive Reservoirs," SPE Reservoir Engineering (nov. 1989).

30. Aziz, K. and Settari, A.: Petroleum Reservoir Simulation, Applied Science Publishers, London (1979).
31. Levine, J. S. and Prats, M.: "The calculated Performance of Solution Gas Drive Reservoirs", Soc. Pet. Eng. J. (Sept. 1961) 142-152.
32. Serra, K.V., Peres, A.M.M., and Reynolds, A.: "Well Test Analysis for Solution-Gas-Drive Reservoirs: Part III - A Unified Treatment of the Pressure - Squared Method," paper SPE 18110, presented at the 1988 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston.

Apêndice A

Dedução da Equação da Derivada da Saturação em Relação à Pressão

O objetivo deste apêndice é obter uma expressão para a derivada da saturação em relação à pressão, tal como Bøe et al.⁽²⁵⁾ o fizeram para o regime transiente. Como se pretende que a referida expressão, seja válida para o regime de fluxo dominado por fronteiras, não será utilizada a transformada de Boltzman.

Considerando que somente as fases óleo e gás sejam móveis, e que a água irreducível seja incompressível, as equações para o fluxo radial são dadas por:

$$\text{gás} \quad \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\alpha r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{k} \frac{\partial b}{\partial t} \quad (\text{A.1})$$

$$\text{óleo} \quad \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\alpha r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{k} \frac{\partial \beta}{\partial t} \quad (\text{A.2})$$

utilizando a mesma notação de Bøe:

$$a = \frac{R_o k_{ro}}{\mu_o B_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \quad (\text{A.3})$$

$$b = \frac{R_o S_o}{B_o} + \frac{S_g}{B_g} \quad (\text{A.4})$$

$$\alpha = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \quad \text{e} \quad \beta = \frac{S_o}{B_o} \quad (\text{A.5})$$

adotando:

$$\begin{aligned} S &= S_o = 1 - S_g - S_{wi} \\ p &= p_o = p_g \end{aligned} \quad (\text{A.6})$$

temos:

$$\begin{aligned} a &= a(p, S) \\ b &= b(p, S) \\ \alpha &= \alpha(p, S) \\ \beta &= \beta(p, S) \\ p &= p(r, t) \\ S &= S(p) \end{aligned} \quad (\text{A.7})$$

Portanto podemos escrever:

$$\frac{\partial a}{\partial r} = \frac{\partial a}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial a}{\partial S} \frac{dS}{dp} \frac{\partial p}{\partial r} = \left(\frac{\partial a}{\partial p} + \frac{\partial a}{\partial S} \frac{dS}{dp} \right) \frac{\partial p}{\partial r} \quad (\text{A.8})$$

$$\frac{\partial b}{\partial t} = \left(\frac{\partial b}{\partial S} \frac{dS}{dp} + \frac{\partial b}{\partial p} \right) \frac{\partial p}{\partial t} \quad (\text{A.9})$$

$$\frac{\partial \alpha}{\partial r} = \left(\frac{\partial \alpha}{\partial p} + \frac{\partial \alpha}{\partial S} \frac{dS}{dp} \right) \frac{\partial p}{\partial r} \quad (\text{A.10})$$

$$\frac{\partial \beta}{\partial t} = \left(\frac{\partial \beta}{\partial S} \frac{dS}{dp} + \frac{\partial \beta}{\partial p} \right) \frac{\partial p}{\partial t} \quad (\text{A.11})$$

Substituindo (A.8), (A.9), (A.10) e (A.11) em (A.1) e (A.2) vem:

gás:

$$\frac{a}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \left(\frac{\partial a}{\partial p} + \frac{\partial a}{\partial S} \frac{dS}{dp} \right) = \frac{\phi}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \left(\frac{\partial b}{\partial p} + \frac{\partial b}{\partial S} \frac{dS}{dp} \right) \quad (\text{A.12})$$

óleo:

$$\frac{\alpha}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \left(\frac{\partial \alpha}{\partial p} + \frac{\partial \alpha}{\partial S} \frac{dS}{dp} \right) = \frac{\phi}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \left(\frac{\partial \beta}{\partial p} + \frac{\partial \beta}{\partial S} \frac{dS}{dp} \right) \quad (\text{A.13})$$

Eliminando $\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)$ manipulando algebricamente (A.12) e (A.13), vem:

$$\begin{aligned} & \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \left[\alpha \frac{\partial a}{\partial p} + \alpha \frac{\partial a}{\partial S} \frac{dS}{dp} - a \frac{\partial \alpha}{\partial p} - a \frac{\partial \alpha}{\partial S} \frac{dS}{dp} \right] = \\ & = \frac{\phi}{k} \left[\alpha \frac{\partial b}{\partial p} + \alpha \frac{\partial b}{\partial S} \frac{dS}{dp} - a \frac{\partial \beta}{\partial p} - a \frac{\partial \beta}{\partial S} \frac{dS}{dp} \right] \frac{\partial p}{\partial t} \end{aligned} \quad (\text{A.14})$$

Explicitando dS/dp temos:

$$\begin{aligned} & \frac{dS}{dp} \left[\left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \left(\alpha \frac{\partial a}{\partial S} - a \frac{\partial \alpha}{\partial S} \right) + \frac{\partial p}{\partial t} \frac{\phi}{k} \left(a \frac{\partial \beta}{\partial S} - \alpha \frac{\partial b}{\partial S} \right) \right] = \\ & = \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \left(a \frac{\partial \alpha}{\partial p} - \alpha \frac{\partial a}{\partial p} \right) + \frac{\phi}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \left(\alpha \frac{\partial b}{\partial p} - a \frac{\partial \beta}{\partial p} \right) \end{aligned} \quad (\text{A.15})$$

Que resulta em:

$$\frac{dS}{dp} = \frac{\alpha \frac{\partial b}{\partial p} - a \frac{\partial \beta}{\partial p} + \left(a \frac{\partial \alpha}{\partial p} - \alpha \frac{\partial a}{\partial p} \right) \frac{(\partial p / \partial r)^2}{(\partial p / \partial t) \phi / k}}{a \frac{\partial \beta}{\partial S} - \alpha \frac{\partial b}{\partial S} + \left(\alpha \frac{\partial a}{\partial S} - a \frac{\partial \alpha}{\partial S} \right) \frac{(\partial p / \partial r)^2}{(\partial p / \partial t) \phi / k}} \quad (\text{A.16})$$

A principal hipótese usada na dedução de (4.6) é considerar a saturação como função única da pressão, esta hipótese é comprovadamente válida para o regime transiente radial e é uma aproximação para o regime dominado por fronteiras.

A equação (A.16) será válida para o regime dominado por fronteiras desde que $\partial p / \partial r$ e $\partial p / \partial t$ possam ser avaliados no citado regime. Este será o objetivo do apêndice C.

Apêndice B

Equação Geral de Balanço de Materiais para Reservatórios de Gás em Solução

O desenvolvimento presente nessa seção foi baseado em Serra⁽²⁷⁾ e é semelhante ao apresentado por Camacho⁽²⁸⁾.

Considerando um reservatório cilíndrico de volume constante saturado de óleo, gás e água conata imóvel, com fronteira externa selada, produzindo de um único poço, o princípio da conservação da massa aplicado ao componente óleo pode ser escrito como:

$$q_o(t) = -V_p \frac{d}{dt} (S_o/B_o)_m \quad (\text{B.1})$$

onde $V_p = \pi r_e^2 h \phi$ e ϕ constante

Na eq. (B.1) $(S_o/B_o)_m$ representa o valor médio de (S_o/B_o) definido por:

$$\left(\frac{S_o}{B_o} \right)_m = \frac{2}{r_e^2 - r_w^2} \int_{r_w}^{r_e} \frac{S_o}{B_o} r dr \quad (\text{B.2})$$

É numericamente verificado que:

$$\left(\frac{S_o}{B_o} \right)_m = \frac{\bar{S}_o}{\bar{B}_o} \quad (\text{B.3})$$

onde

$$\bar{S}_o = \frac{2}{r_e^2 - r_w^2} \int_{r_w}^{r_e} S_o r dr \quad (\text{B.4})$$

$$\text{e } \bar{B}_o = \frac{2}{r_c^2 - r_w^2} \int_{r_w}^{r_c} B_o r dr \quad (\text{B.5})$$

Portanto a eq. (B.1) pode ser escrita como:

$$q_o(t) = -V_p \frac{d}{dt} \left(\frac{\bar{S}_o}{\bar{B}_o} \right) \quad (\text{B.6})$$

A pressão média, $\bar{P}$, é função única do tempo. Aplicando a regra da cadeia temos:

$$q_o(t) = -V_p \frac{d}{d\bar{p}} \left(\frac{\bar{S}_o}{\bar{B}_o} \right) \frac{d\bar{p}}{dt} \quad (\text{B.7})$$

Nas condições médias a equação de Martin, é sempre válida e é dada por:

$$\frac{d}{d\bar{p}} \left(\frac{\bar{S}_o}{\bar{B}_o} \right) = \left[\frac{c_t \lambda_o}{B_o \lambda_t} \right]_{\bar{p}} = \left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right]_{\bar{p}} \left[\frac{c_t}{\lambda t} \right]_{\bar{p}} \quad (\text{B.8})$$

De (B.7) e (B.8) resulta:

$$\left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right]_{\bar{p}} \frac{d\bar{p}}{dt} = -\frac{q_o(t)}{V_p} \left[\frac{\lambda t}{c_t} \right]_{\bar{p}} \quad (\text{B.9})$$

Definindo a função pseudo-pressão média como:

$$\bar{m}(p) = \int_p^{\bar{p}} \left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right]_{\bar{p}} dp \quad (\text{B.10})$$

e admitindo que $\left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right]_{\bar{p}}$ é função única de $\bar{p}$.

$$\frac{d\bar{m}(p)}{dt} = -\left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right]_{\bar{p}} \frac{d\bar{p}}{dt} \quad (\text{B.11})$$

De (B.9) e (B.11) vem:

$$\frac{d\bar{m}(p)}{dt} = \frac{q_o(t)}{V_p} \left[\frac{\lambda t}{c_t} \right]_{\bar{p}} \quad (\text{B.12})$$

ou

$$\bar{m}(p) = \frac{1}{V_p} \int_0^t q_o(t) \left[\frac{\lambda t}{c_t} \right]_{\bar{p}} dt \quad (\text{B.13})$$

A eq. (B.13) é a equação de balanço de materiais para reservatórios de gás em solução válida para o período dominado por fronteiras. No texto de Serra⁽²⁷⁾ ela é tratada de forma adimensional.

Apêndice C

Determinação do Termo A

Considerando um reservatório cilíndrico de volume constante com fronteira externa selada e produzindo de um único poço.

O termo A é definido por:

$$A = \frac{\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)^2}{\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right) \frac{\phi}{k}} \quad (\text{C.1})$$

Devem ser definidos, para o regime de fluxo dominado por fronteiras as derivadas parciais $\frac{\partial p}{\partial r}$ e $\frac{\partial p}{\partial t}$.

Em coordenadas radiais a equação para o componente óleo é dada por:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \alpha \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{k} \frac{\partial \beta}{\partial t} \quad (\text{C.2})$$

A condição de contorno interna é dada por:

$$q_o(t) = 2\pi k h \left(\alpha r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} \quad (\text{C.3})$$

A condição de contorno externa é dada por:

$$\frac{\partial p(t, r_e)}{\partial r} = 0 \quad t > 0 \quad (\text{C.4})$$

A condição inicial é:

$$p(t=0, r) = p_i \quad r_w \leq r \leq r_e \quad (\text{C.5})$$

Integrando a equação (C.2) e usando a condição (C.4) temos:

$$\left(\alpha r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_r = - \frac{\phi}{k} \int_r^{r_e} \frac{\partial \beta}{\partial t} r dr \quad (\text{C.6})$$

A vazão de óleo pode ser escrita como (eq. B.6 do anexo B):

$$q_o(t) = -\phi A h \frac{d\bar{\beta}}{dt} \quad (\text{C.7})$$

Lançando mão da hipótese do trabalho de Camacho e Raghavan⁽²⁴⁾.

$$\int_r^{r_e} \frac{\partial \beta}{\partial t} r dr \approx \frac{d\bar{\beta}}{dt} \frac{r_e^2 - r^2}{2} \quad (\text{C.8})$$

que implica em considerar pequena a variação de $\frac{\partial \beta}{\partial t}$ da integral de r_w a r_e , implícita na eq. C.7, com o valor médio da integral de r a r_e da eq. C.8.

Substituindo as equações (C.7) e (C.8) em (C.6) temos:

$$\alpha r \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{q_o(t)}{2\pi h k} \left[\frac{r_e^2 - r^2}{r_e^2 - r_w^2} \right] \quad (\text{C.9})$$

ou

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{q_o(t)}{2\pi h k \alpha} r \left[\frac{1}{r^2} - \frac{1}{r_e^2} \right] \quad (\text{C.10})$$

admitindo $r_e^2 \gg r_w^2$

Para determinar $\frac{\partial p}{\partial t}$, pode-se partir da equação (B.9) do anexo B:

$$\left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right]_{\bar{p}} \frac{d\bar{p}}{dt} = - \frac{q_o(t)}{V_p} \left[\frac{\lambda t}{c_t} \right]_{\bar{p}} \quad (\text{C.11})$$

e portanto:

$$\frac{d\bar{p}}{dt} = -\frac{q_o(t) \left[\lambda_t / c_t \right]_{\bar{p}}}{\phi A h \bar{\alpha}} \quad (\text{C.12})$$

Camacho e Raghavan⁽²⁹⁾ propuseram e testaram numericamente a seguinte aproximação para o regime dominado por fronteiras:

$$\bar{\alpha} \left(\frac{d\bar{p}}{dt} \right) \approx \alpha \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right) \quad (\text{C.13})$$

Na referência citada é discutida a validade de (C.13) para vazão constante e pressão de fluxo especificada. Constata-se que os piores resultados são obtidos próximos ao poço ($r_D < 10$), chegando o erro a 10%.

Substituindo (C.13) em (C.12) temos:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = -\frac{q_o(t) \left[\lambda_t / c_t \right]_{\bar{p}}}{\phi A h \alpha} \quad (\text{C.14})$$

Podemos agora obter uma expressão para o termo A substituindo as equações (C.10) e (C.14) em (C.1):

$$A = \frac{\left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2}{\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right) \frac{\phi}{k}} = -\frac{q_o(t)}{4\pi h k \alpha} \left(\frac{r_e}{r} - \frac{r}{r_e} \right)^2 \left[\frac{c_t}{\lambda_t} \right]_{\bar{p}} \quad (\text{C.15})$$

Notar que apesar da hipótese simplificadora, $S = S(p)$, usada na dedução de A.16, o termo A e $\frac{dS}{dp}$ são dependentes de r .

Apêndice D

Cálculo da Função Pseudo-Pressão para o Regime Dominado por Fronteiras

Considerando a equação (C.9) deduzida no apêndice C:

$$\alpha r \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{q_o(t)}{2\pi kh} \left[\frac{r_e^2 - r^2}{r_e^2 - r_w^2} \right] \quad (D.1)$$

Onde $q_o(t) = q_o(r_w, t)$

$$\text{e } \alpha = \frac{k_{ro}(S_o)}{\mu_o(p)B_o(p)} \quad (D.2)$$

Notar que na dedução da eq. (D.1) não foi usada a hipótese:

$$\frac{\partial \beta}{\partial t} = \frac{\partial \bar{\beta}}{\partial t} = \text{cte} = -\frac{q_o}{V_p} \quad (D.3)$$

baseada no regime pseudo-permanente.

Comprova-se numericamente que $\partial \beta / \partial t$ não é constante com o raio para um reservatório de gás em solução, sendo portanto a hipótese (C.8) menos restritiva.

Vale a pena notar que pela lei de Darcy:

$$q_o(r) = 2\pi kh \left(r \alpha \frac{\partial p}{\partial r} \right)_r \quad (D.4)$$

Substituindo (D.4) em (D.1) vem:

$$q_o(r, t) = q_o(r_w, t) \left(1 - \frac{r^2}{r_e^2} \right) \quad (D.5)$$

que é o resultado conhecido para o fluxo monofásico e portanto a vazão de óleo é variável com o raio.

Integrando (D.1) obtemos:

$$\int_{p(r_1)}^{p(r_2)} \alpha dp = \frac{q_o(t)}{2\pi kh} \left[\ln \frac{r_2}{r_1} - \frac{(r_2^2 - r_1^2)}{2r_e^2} \right] \quad (D.6)$$

De acordo com a definição da função pseudo-pressão dada por Fetkovich⁽²²⁾:

$$m(p) = \int_{p_b}^p \alpha dp \quad (D.7)$$

onde p_b é uma pressão de referência.

Definindo adequadamente; r_1 e r_2 em (D.6) podemos obter várias expressões que serão úteis durante o desenvolvimento deste trabalho.

- Equação geral: $r_1 = r_w$ e $r_2 = r$

$$\int_{p(r_w)}^{p(r)} \alpha dp = m(p) - m(p_{wf}) = \frac{q_o(t)}{2\pi kh} \left[\ln \frac{r}{r_w} - \frac{(r^2 - r_w^2)}{2r_e^2} \right] \quad (D.8)$$

- Equação baseada nas condições médias do reservatório: $r_1 = r_w$ e $r_2 = \bar{r}$

$$\int_{p(r_w)}^{\bar{p}(\bar{r})} \alpha dp = m(\bar{p}) - m(p_{wf}) = \frac{q_o(t)}{2\pi kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0,75 \right] \quad (D.9)$$

em D.9 foi usado o resultado:

$$\bar{r} \approx 0,5493r_e \quad (D.10)$$

ou seja, em um reservatório cilíndrico, em regime dominado por fronteiras, a pressão média e a saturação média ocorrem em um ponto fixo independente do tempo.

Este resultado apresentado por Camacho⁽²⁸⁾, foi verificado numericamente no presente trabalho, para várias condições de vazão e permeabilidade absoluta.

- Equação do modelo de poço para malha ortogonal, considerando fluxo radial próximo ao poço: $r_1 = r_w$ e $r_2 = r_o$

$$\int_{p(r_w)}^{p(r_o)} \alpha dp = m(p) - m(p_o) = \frac{q_o(t)}{2\pi kh} \left[\ln \frac{r_o}{r_w} - \frac{(r_o^2 - r_w^2)}{2r_e^2} \right] \quad (D.11)$$

onde r_o é o ponto onde ocorrem a pressão e a saturação calculados pelo simulador, para o bloco do poço.

- Equação considerando o fluxo de um bloco qualquer de uma malha ortogonal até o bloco do poço: $r_1 = r_o$ e $r_2 = r_{ij}$

$$\int_{p(r_o)}^{p(r_{ij})} \alpha dp = m(p_{ij}) - m(p_o) = \frac{q_o(t)}{2\pi kh} \left[\ln \frac{r_{ij}}{r_o} - \frac{(r_{ij}^2 - r_o^2)}{2r_e^2} \right] \quad (D.12)$$

O fluxo tende a ser radial à medida que o nº de blocos da malha aumenta.

- Equação para obter a distribuição de pressão vs. raio: $r_1 = r_{i-1}$ e $r_2 = r_i$

$$\int_{p(r_{ij})}^{p(r_i)} \alpha dp = m(p_i) - m(p_{i-1}) = \frac{q_o(t)}{2\pi kh} \left[\ln \frac{r_i}{r_{i-1}} - \frac{(r_i^2 - r_{i-1}^2)}{2r_e^2} \right] \quad (D.13)$$

APENDICE E CASOS SIMULADOS

TABELA 1

CARACTERISTICAS GERAIS DO CASO 1

```

=====
PRESSAO INICIAL =====> 27.68E+06 Pa
VAZAO DE OLEO MAXIMA =====> 69.44E-04 M3/S
PRESSAO DE FLUXO MINIMA =====> 6.86E+06 Pa
PERMEABILIDADE ABS =====> 20.00E-15 M2
VAZAO DE OLEO MINIMA =====> 1.74E-04 M3/S
COMPRESSIBILIDADE DA ROCHA =====> .440E-09 1/Pa
COMPRESSIBILIDADE DA AGUA =====> .500E-09 1/Pa
POROSIDADE INICIAL DO RES. =====> .30
RAIO DO POCO (M) =====> .10 M
SATURACAO DE AGUA INICIAL =====> .12
ESPESSURA DA FORMACAO (M) =====> 40.0 M
RAIO EXTERNO DO RES.(M) =====> 564.2 M
COTA DA BASE DOS CANHONEADOS =====> 2580.0 M
COTA BASE NO RAIO EXTERNO =====> 2580.0 M
N.DE PONTOS DE CALC.ANALITICO=====> 80
=====

```

TABELA 2

CARACTERISTICAS GERAIS DO CASO 2

```
=====
PRESSAO INICIAL  =====> 27.68E+06 Pa
VAZAO DE OLEO MAXIMA  =====> 34.72E-04 M3/S
PRESSAO DE FLUXO MINIMA  =====> 6.86E+06 Pa
PERMEABILIDADE ABS  =====> 30.00E-15 M2
VAZAO DE OLEO MINIMA  =====> 1.74E-04 M3/S
COMPRESSIBILIDADE DA ROCHA  =====> .440E-09 1/Pa
COMPRESSIBILIDADE DA AGUA  =====> .500E-09 1/Pa
POROSIDADE INICIAL DO RES.  =====> .30
RAIO DO POCO (M)  =====> .10 M
SATURACAO DE AGUA INICIAL  =====> .12
ESPESSURA DA FORMACAO (M)  =====> 40.0 M
RAIO EXTERNO DO RES.(M)  =====> 564.2 M
COTA DA BASE DOS CANHONEADOS  =====> 2580.0 M
COTA BASE NO RAIO EXTERNO  =====> 2580.0 M
N.DE PONTOS DE CALC.ANALITICO=====> 80
=====
```

TABELA 3

CARACTERISTICAS GERAIS DO CASO 3

```

=====
PRESSAO INICIAL =====> 27.68E+06 Pa
VAZAO DE OLEO MAXIMA =====> 34.72E-04 M3/S
PRESSAO DE FLUXO MINIMA =====> 6.86E+06 Pa
PERMEABILIDADE ABS =====> 10.00E-14 M2
VAZAO DE OLEO MINIMA =====> 1.74E-04 M3/S
COMPRESSIBILIDADE DA ROCHA =====> .440E-09 1/Pa
COMPRESSIBILIDADE DA AGUA =====> .500E-09 1/Pa
POROSIDADE INICIAL DO RES. =====> .30
RAIO DO POCO (M) =====> .10 M
SATURACAO DE AGUA INICIAL =====> .12
ESPESSURA DA FORMACAO (M) =====> 40.0 M
RAIO EXTERNO DO RES.(M) =====> 564.2 M
COTA DA BASE DOS CANHONEADOS =====> 2580.0 M
COTA BASE NO RAIO EXTERNO =====> 2580.0 M
N.DE PONTOS DE CALC.ANALITICO=====> 80
=====

```

TABELA 4

CARACTERISTICAS GERAIS DO CASO 4

```
=====
PRESSAO INICIAL  =====> 27.68E+06 Pa
VAZAO DE OLEO MAXIMA  =====> 84.54E-04 M3/S
PRESSAO DE FLUXO MINIMA  =====> 17.00E+06 Pa
PERMEABILIDADE ABS  =====> 20.00E-15 M2
VAZAO DE OLEO MINIMA  =====> 1.74E-04 M3/S
COMPRESSIBILIDADE DA ROCHA  =====> .440E-09 1/Pa
COMPRESSIBILIDADE DA AGUA  =====> .500E-09 1/Pa
POROSIDADE INICIAL DO RES.  =====> .30
RAIO DO POCO (M)  =====> .10 M
SATURACAO DE AGUA INICIAL  =====> .12
ESPESSURA DA FORMACAO (M)  =====> 40.0 M
RAIO EXTERNO DO RES.(M)  =====> 564.2 M
COTA DA BASE DOS CANHONEADOS  =====> 2580.0 M
COTA BASE NO RAO EXTERNO  =====> 2580.0 M
N.DE PONTOS DE CALC.ANALITICO=====> 80
=====
```

TABELA 5

CARACTERISTICAS GERAIS DO CASO 5

```
=====
PRESSAO INICIAL  =====> 27.68E+06 Pa
VAZAO DE OLEO MAXIMA  =====> 69.44E-04 M3/S
PRESSAO DE FLUXO MINIMA  =====> 17.00E+06 Pa
PERMEABILIDADE ABS  =====> 10.00E-15 M2
VAZAO DE OLEO MINIMA  =====> 1.74E-04 M3/S
COMPRESSIBILIDADE DA ROCHA  =====> .440E-09 1/Pa
COMPRESSIBILIDADE DA AGUA  =====> .500E-09 1/Pa
POROSIDADE INICIAL DO RES.  =====> .30
RAIO DO POCO (M)  =====> .10 M
SATURACAO DE AGUA INICIAL  =====> .12
ESPESSURA DA FORMACAO (M)  =====> 40.0 M
RAIO EXTERNO DO RES.(M)  =====> 564.2 M
COTA DA BASE DOS CANHONEADOS  =====> 2580.0 M
COTA BASE NO RAIO EXTERNO  =====> 2580.0 M
N.DE PONTOS DE CALC.ANALITICO=====> 80
=====
```

TABELA 6

CARACTERISTICAS GERAIS DO CASO 6

```
=====
PRESSAO INICIAL      =====> 27.68E+06 Pa
VAZAO DE OLEO MAXIMA =====> 21.14E-04 M3/S
PRESSAO DE FLUXO MINIMA =====> 17.00E+06 Pa
PERMEABILIDADE ABS   =====> 5.00E-15 M2
VAZAO DE OLEO MINIMA =====> 1.74E-04 M3/S
COMPRESSIBILIDADE DA ROCHA =====> .440E-09 1/Pa
COMPRESSIBILIDADE DA AGUA =====> .500E-09 1/Pa
POROSIDADE INICIAL DO RES. =====> .30
RAIO DO POCO (M)     =====> .10 M
SATURACAO DE AGUA INICIAL =====> .12
ESPESSURA DA FORMACAO (M) =====> 40.0 M
RAIO EXTERNO DO RES. (M) =====> 564.2 M
COTA DA BASE DOS CANHONEADOS =====> 2580.0 M
COTA BASE NO RAIO EXTERNO =====> 2580.0 M
N.DE PONTOS DE CALC.ANALITICO=====> 80
=====
```

TABELA 7

CARACTERISTICAS GERAIS DO CASO 7

```
=====
PRESSAO INICIAL  =====> 27.68E+06 Pa
VAZAO DE OLEO MAXIMA  =====>116.00E-04 M3/S
PRESSAO DE FLUXO MINIMA  =====> 6.86E+06 Pa
PERMEABILIDADE ABS  =====> 20.00E-15 M2
VAZAO DE OLEO MINIMA  =====> 1.74E-04 M3/S
COMPRESSIBILIDADE DA ROCHA  =====> .440E-09 1/Pa
COMPRESSIBILIDADE DA AGUA  =====> .500E-09 1/Pa
POROSIDADE INICIAL DO RES.  =====> .30
RAIO DO POCO (M)  =====> .10 M
SATURACAO DE AGUA INICIAL  =====> .12
ESPESSURA DA FORMACAO (M)  =====> 40.0 M
RAIO EXTERNO DO RES.(M)  =====> 564.2 M
COTA DA BASE DOS CANHONEADOS  =====> 2580.0 M
COTA BASE NO RAO EXTERNO  =====> 2580.0 M
N.DE PONTOS DE CALC.ANALITICO=====> 80
=====
```

TABELA 8

CARACTERISTICAS GERAIS DO CASO 8

```
=====
PRESSAO INICIAL  =====> 27.68E+06 Pa
VAZAO DE OLEO MAXIMA  =====> 69.44E-04 M3/S
PRESSAO DE FLUXO MINIMA  =====> 6.86E+06 Pa
PERMEABILIDADE ABS  =====> 10.00E-15 M2
VAZAO DE OLEO MINIMA  =====> 1.74E-04 M3/S
COMPRESSIBILIDADE DA ROCHA  =====> .440E-09 1/Pa
COMPRESSIBILIDADE DA AGUA  =====> .500E-09 1/Pa
POROSIDADE INICIAL DO RES.  =====> .30
RAIO DO POCO (M)  =====> .10 M
SATURACAO DE AGUA INICIAL  =====> .12
ESPESSURA DA FORMACAO (M)  =====> 40.0 M
RAIO EXTERNO DO RES.(M)  =====> 564.2 M
COTA DA BASE DOS CANHONEADOS  =====> 2580.0 M
COTA BASE NO RAIO EXTERNO  =====> 2580.0 M
N.DE PONTOS DE CALC.ANALITICO=====> 80
=====
```

TABELA 9

CARACTERISTICAS GERAIS DO CASO 9

```

=====
PRESSAO INICIAL      =====> 27.68E+06 Pa
VAZAO DE OLEO MAXIMA =====> 43.14E-04 M3/S
PRESSAO DE FLUXO MINIMA =====> 6.86E+06 Pa
PERMEABILIDADE ABS   =====> 5.00E-15 M2
VAZAO DE OLEO MINIMA =====> 1.74E-04 M3/S
COMPRESSIBILIDADE DA ROCHA =====> .440E-09 1/Pa
COMPRESSIBILIDADE DA AGUA =====> .500E-09 1/Pa
POROSIDADE INICIAL DO RES. =====> .30
RAIO DO POCO (M)     =====> .10 M
SATURACAO DE AGUA INICIAL =====> .12
ESPESSURA DA FORMACAO (M) =====> 40.0 M
RAIO EXTERNO DO RES.(M) =====> 564.2 M
COTA DA BASE DOS CANHONEADOS =====> 2580.0 M
COTA BASE NO RAO EXTERNO =====> 2580.0 M
N.DE PONTOS DE CALC.ANALITICO=====> 80
=====

```

TABELA 10

CARACTERISTICAS GERAIS DO CASO 10

```
=====
PRESSAO INICIAL      =====> 27.68E+06 Pa
VAZAO DE OLEO MAXIMA  =====>258.00E-04 M3/S
PRESSAO DE FLUXO MINIMA  =====> 6.86E+06 Pa
PERMEABILIDADE ABS .  =====> 30.00E-15 M2
VAZAO DE OLEO MINIMA  =====> 1.74E-04 M3/S
COMPRESSIBILIDADE DA ROCHA  =====> .440E-09 1/Pa
COMPRESSIBILIDADE DA AGUA  =====> .500E-09 1/Pa
POROSIDADE INICIAL DO RES.  =====> .30
RAIO DO POCO (M)  =====> .10 M
SATURACAO DE AGUA INICIAL  =====> .12
ESPESSURA DA FORMACAO (M)  =====> 40.0 M
RAIO EXTERNO DO RES.(M)  =====> 564.2 M
COTA DA BASE DOS CANHONEADOS  =====> 2580.0 M
COTA BASE NO RAIO EXTERNO  =====> 2580.0 M
N.DE PONTOS DE CALC.ANALITICO=====> 80
=====
```

APENDICE F

TABELA DE PROPRIEDADES PVT 1

Po	Bo	Muo	Gama0	Rs
Pa	m3/m3std	cp	Kgf/m3	m3st/m3st
0.12E+06	1.0632	1.0391	7269.	0.41
7.01E+06	1.2953	0.8297	6449.	66.19
13.91E+06	1.4361	0.6940	6132.	113.74
20.80E+06	1.5650	0.5940	5943.	165.61
27.68E+06	1.6950	0.5100	5827.	226.21
34.58E+06	1.8270	0.4490	5729.	288.21
41.47E+06	1.9594	0.3876	5637.	348.96
48.36E+06	2.0918	0.3261	5556.	409.71
55.25E+06	2.2242	0.2647	5486.	470.46
62.14E+06	2.3565	0.2032	5423.	531.21
69.04E+06	2.4889	0.1418	5367.	591.96

Po	Bg	Mug	Gmag
Pa	m3/m3std	cp	Kgf/m3
0.12E+06	0.79815	0.0080	14.6
7.01E+06	0.01792	0.0140	649.1
13.91E+06	0.00902	0.0189	1289.
20.80E+06	0.00606	0.0228	1919.
27.68E+06	0.00455	0.0268	2556.
34.58E+06	0.00364	0.0309	3195.
41.47E+06	0.00311	0.0349	3740.
48.36E+06	0.00272	0.0389	4276.
55.25E+06	0.00241	0.0430	4826.
62.14E+06	0.00217	0.0470	5360.
69.04E+06	0.00197	0.0510	5904.

TABELA DE PROPRIEDADES DE ROCHA 1

=====	
Sg (%)	Kro
=====	
0.0	1.00
0.001	1.00
0.002	0.997
0.05	0.98
0.12	0.70
0.20	0.35
0.25	0.20
0.30	0.09
0.40	0.021
0.45	0.010
0.50	0.001
0.60	0.0001
0.70	0.000
0.85	0.0
1.0	0.0

=====	
Sg (%)	Krg
=====	
0.0	0.00
0.001	0.000
0.02	0.000
0.05	0.000
0.12	0.025
0.20	0.075
0.25	0.125
0.30	0.19
0.40	0.41
0.45	0.60
0.50	0.72
0.60	0.87
0.70	0.94
0.85	0.98
1.0	1.0

=====	
Sl	Pcog

%	Pa
=====	
0.1	5.03
0.2	3.53
0.3	2.36
0.35385	1.867
0.40769	1.43
0.46154	1.076
0.51538	0.7846
0.56923	0.5509
0.62308	0.3692
0.67692	0.2323
0.73077	0.1344
0.78462	0.0689
0.83846	0.0291
0.89223	0.0086
0.94615	0.00108
1.0	0.00
=====	

TABELA DE PROPRIEDADES PVT 2

Po	Bo	Muo	Gama0	Rs
Pa	m3/m3std	cp	Kgf/m3	m3std/m3std
0.10E+06	1.062	1.040	7008.3	0.20
1.82E+06	1.150	0.975	6849.0	16.1
3.55E+06	1.207	0.910	6651.0	32.1
7.00E+06	1.295	0.830	6449.0	66.1
13.89E+06	1.435	0.695	6133.0	113.3
17.34E+06	1.500	0.641	6024.0	138.0
20.79E+06	1.565	0.594	5943.0	165.6
27.68E+06	1.695	0.510	5827.0	226.2
62.15E+06	1.579	0.740	6254.0	226.2

Po	Bg	Mug	Gamag
Pa	m3/m3std	cp	Kgf/m3
0.10E+06	0.93576	0.0080	9.8
1.82E+06	0.06790	0.0096	140.3
3.55E+06	0.03523	0.0112	269.8
7.00E+06	0.01795	0.0140	529.7
13.89E+06	0.00906	0.0189	1050.0
17.34E+06	0.00727	0.0208	1310.0
20.79E+06	0.00606	0.0228	1569.0
27.68E+06	0.00455	0.0268	2089.0
34.57E+06	0.00364	0.0309	2610.0
62.15E+06	0.00217	0.0470	4392.0

 TABELA DE PROPRIEDADES DE ROCHA 2

=====	
Sg (%)	Kro
=====	
0.0	1.00
0.001	1.00
0.002	0.997
0.05	0.98
0.12	0.70
0.20	0.35
0.25	0.20
0.30	0.09
0.40	0.021
0.45	0.010
0.50	0.001
0.60	0.0001
0.70	0.000
0.85	0.0
1.0	0.0

=====	
Sg (%)	Krg
=====	
0.0	0.00
0.001	0.000
0.02	0.000
0.05	0.000
0.12	0.025
0.20	0.075
0.25	0.125
0.30	0.19
0.40	0.41
0.45	0.60
0.50	0.72
0.60	0.87
0.70	0.94
0.85	0.98
1.0	1.0

Sl	Pcog
%	Pa
0.1	5.03
0.2	3.53
0.3	2.36
0.35385	1.867
0.40769	1.43
0.46154	1.076
0.51538	0.7846
0.56923	0.5509
0.62308	0.3692
0.67692	0.2323
0.73077	0.1344
0.78462	0.0689
0.83846	0.0291
0.89223	0.0086
0.94615	0.00108
1.0	0.00

APENDICE G PROGRAMA COMPUTACIONAL

```

C=====
C
C          MODELO DE POÇO MULTIFÁSICO
C
C          AUTOR: PAULO ROBERTO FILOCO
C=====
C          PROGRAMA - MODP.FOR
C          LINGUAGEM - FORTRAN
C=====
C
C  OBJETIVO 1: Realizar os cálculos relativos ao modelo de poço
C  multifásico proposto , exemplificando a estrutura da subrotina
C  a ser incorporada a um simulador numérico ortogonal.
C
C  OBJETIVO 2: Construir o gráfico de Peaceman para fluxo de duas
C  fases a partir de dados de simulações utilizando o SIMBEST
C  com grid ortogonal. O principal objetivo é provar a validade da
C  relação:  $ro = 0.2 * DELTAX$  , para o fluxo de duas fases.
C=====
C
C      IMPLICIT REAL*8(A-H,K,O-Z)
C      PARAMETER( NTE= 28 )
C      PARAMETER( PI= 3.1415927 )
C      DIMENSION IHEDIN(80)
C      DIMENSION RSOT(NTE),BOT(NTE),POT(NTE),GOT(NTE),MUOT(NTE)
C      DIMENSION BGT(NTE),PGT(NTE),MUGT(NTE),GGT(NTE)
C      DIMENSION SGT(NTE),KRG(T(NTE),KROT(NTE)
C      DIMENSION SLT(NTE),PCOGT(NTE)
C      DIMENSION P(50),S(50),II(50),JJ(50)
C      DIMENSION SPSS(0:300),PSS(0:300),R2(0:300)
C      DIMENSION ALFA(300),ALFAG(300)
C-----
C
C
C      COMMON /DADGS/ II,JJ,P,S,PO,SO,QO,K,H,CR,CW,PORO,RW,
C      *SWINIC,RE,DX,NOPCAO,NOPK,NPED,MCEL
C
C      COMMON /SPVT/ RSOT,BOT,POT,GOT,MUOT,

```

```

*BGT,PGT,MUGT,GGT,
*SLT,PCOGT,MPOT,MPGT,MSLT
COMMON /KR/ MSGT,SGT,KRGT,KROT
REAL*8 MUGT,MUOT
C-----
-
OPEN(6,FILE='VAZAO.OUT',STATUS='UNKNOWN')
OPEN(7,FILE='MOD.OUT',STATUS='UNKNOWN')
OPEN(8,FILE='MOD.DAT',STATUS='UNKNOWN')
OPEN(9,FILE='DEBUG',STATUS='UNKNOWN')
C=====
C  INICIALIZACAO
C=====
      CC=86400.
      AUXT=0.
      IND=1
      NOT=0
      IT=0
      HINTA=0.
      HINTG=0.
      HINRS=0.

C
C=====
C  INICIO DOS CALCULOS
C=====
      WRITE(7,460)
460  FORMAT(93('-',))
      WRITE(7,464)
464  FORMAT(/,8X,' RODADA DO SIMBEST  GRID => 51 X 51  ',/,5X,
$'Qo => 600 M3/D  K => 20 mD  Sgc => 5 %  Tempo =>VARIOS
dias',/)
      WRITE(7,460)
C=====
C  LEITURA DOS PARAMETROS DO RESERVATORIO E PROPRIEDADES
C
      CALL LECTO
C
C  LEITURA EM TELA DO TIPO DE INTERVALO DE CALCULO
C

```

```

WRITE(*,'(A/)') 'ENTRE OPNPED O-LOG 1-LINEAR =1 '
READ(*,*) OPNPED
C-----
WRITE(7,460)
WRITE(7,465)
WRITE(8,465)
465  FORMAT(/,2X,' II ',1X,' JJ ',2X,' ABSSI ',7X,' ORDEN ',
$3X,' QOCAL ',5X,'ORDENMEDIO',4X,' QM ',8X,'QG
',5X,'QGLIV',/)
WRITE(7,460)
C
WRITE(6,461)
461  FORMAT(/,83(' '))
WRITE(6,781) NOPCAO
781  FORMAT(10X,'OPCAO = ',I2,/)
WRITE(6,460)
WRITE(6,880)
880  FORMAT(/,6X,'RAIO ',6X,' PO ',6X,'PSS ',7X,'SO ',6X,
$'SO ',4X,'SPEACE')
C=====
C  CALCULO DA DERIVADA DA SATURACAO EM RELACAO A PRESSAO -dSo/dP
C
C-----
C  Apartir das pressoes e saturacoes de referencia,divide-se a
ditancia
C  do ponto de referencia ao poço em NPED-1 intervalos
logaritmicos,ou
C  lineares para melhor discretizar o calculo analitico.
C  Chegei a conclusao que NPED=80 e suficiente e nessessario.
C-----
-
C
DO 456 L=1,MCEL
C
WRITE(9,416)
416  FORMAT(/,7X,'RAIO ',7X,' P ',7X,'SO
',5X,'ALFA',6X,'ALFAG',/)
C
PSS(NPED)=P(L)

```

```

      SPSS(NPED)=S(L)
C
C...Opcao para calculo dentro de uma malha de blocos quadrados,
C  nesse caso P(L) e S(L) referem-se aos blocos.
C
cc      AUX=II(L)**2.+JJ(L)**2.
cc      ABS=DSQRT(AUX)
cc      R2(NPED)=DX * ABS
cc      RO=DX * 0.2
C...Opcao para calculo dentro do bloco do pocoblocos quadrados,
C  de ro a rw (modelo de poco multifasico),
C  nesse caso P(L) e S(L) referem-se a posicao ro.
C
      R2(NPED)= DX * 0.2
      RO=RW
C
C.Distribuicao dos pontos de calculo,(lineares ou logaritmicos).
C
      IF(OPNPED.EQ.0)THEN
          RALF=(R2(NPED)/RO)**(1.DO/(NPED-1))
      ELSE
C...NPED linear.
          RALF=(R2(NPED)-RO)/(NPED-1)
      ENDIF
C-----
-
C...Inicio dos calculos
C
      DO 455 I=NPED,1,-1
C
      IF(OPNPED.EQ.0)THEN
          R2(I-1)=R2(I)/RALF
      ELSE
C...NPED linear.
          R2(I-1)=R2(I)-RALF
      ENDIF
C
C
      SGPS=1.DO-SPSS(I)-SWINIC

```



```

      IF(SGPS.LT.O.DO) SGPS=O.D+O
      CALL FKRO (SGPS,NOPK,KO,DKO)
      CALL FKRG (SGPS,NOPK,KG,DKG)
      CALL INTERP (POT,BOT,MPOT,PSS(I),BOS,DBOS)
      CALL INTERP (PGT,BGT,MPGT,PSS(I),BGS,DBGS)
      CALL INTERP (POT,RSOT,MPOT,PSS(I),RSS,DRSS)
      CALL INTERP (POT,MUOT,MPOT,PSS(I),VOS,DVOS)
      CALL INTERP (PGT,MUGT,MPGT,PSS(I),VGS,DVGS)

```

C

C...Termos da equacao de Martin -- CE,BE

C

```

      ALFA(I)=KO/VOS*BOS
      IF(I.EQ.NPED) ALFAN=ALFA(I)
      IF(I.EQ.1) ALFA1=ALFA(I)
      ALFAG(I)=KG/VGS*BGS

```

C

C

```

      BETA=SPSS(I)*BOS
      AF=RSS*ALFA(I)+KG/VGS*BGS
      BF=RSS*BETA+SGPS*BGS

```

C

C...derivadas

C

```

      DALFP=KO*DBOS/VOS-KO*BOS*DVOS/
      $VOS**2.
      DALFS=DKO*BOS/VOS
      DBETP=SPSS(I)*DBOS
      DBETS=BOS
      DAP=KO*BOS*DRSS/VOS+KO*RSS*
      $DBOS/VOS-KO*RSS*BOS*DVOS/VOS**2.+
      $KG*DBGS/VGS-KG*BGS*DVGS/VGS**2.
      DAS=DKO*BOS*RSS/VOS+BGS*DKG/VGS
      DBP=SPSS(I)*BOS*DRSS+SPSS(I)*RSS*DBOS
      $+SGPS*DBGS
      DBS=BOS*RSS-BGS

```

C

```

      CE=ALFA(I)*DBP-AF*DBETP
      BE=AF*DBETS-ALFA(I)*DBS

```

C

```

C
C-----
C CALCULO DA APROXIMACAO PARA O PSEUDO-PERMANENTE
C-----
C...   Calculo da compressibilidade total media - CT e LBD
C
C...   Considerando as condicoes de referencia
C
      SM = S(L)
      SGM=1.DO - S(L) - SWINIC
      PM = P(L)
C
      CALL INTERP (POT,BOT,MPOT,PM,BBO,DBBO)
      CALL INTERP (PGT,BGT,MPGT,PM,BBG,DBBG)
      CALL INTERP (POT,RSOT,MPOT,PM,RRS,DRRS)
      CG=DBBG/BBG
      CO=DBBO/BBO+BBO*DRRS/BBG
      CT=SWINIC*CW+SGM*CG+CR+SM*CO
C
C...   Calculo da mobilidade total media - XLBD
C
      CALL INTERP (POT,MUOT,MPOT,PM,VVO,XXX)
      CALL INTERP (PGT,MUGT,MPGT,PM,VVG,XXX)
      CALL FKRO (SGM,NOPK,KKRO,DKKRO)
      CALL FKRG (SGM,NOPK,KKRG,DKKRG)
C
      XLBD=KKRO/VVO+KKRG/VVG
C
C...   Calculo do termo PARA PSS .....
C
      IF (NOPCAO.EQ.1) THEN
C
          TERMO=-QO/(4.*PI*K*H*ALFA(I))*CT/XLBD
          $*(RE/R2(I)-R2(I)/RE)**2.
          ENDIF
C...   Calculo do termo PARA BOE .....
C
      IF (NOPCAO.EQ.2) THEN
C

```

```

      TEMPO=100.*CC
      TERMO=-Q0*TEMPO/(PI*H*ALFA(I)*PORO*RW**2.)
      ENDIF
C...   Calculo do termo PARA MARTIN .....
C
      IF (NOPCAO.EQ.3) THEN
C
      TEMPO=O.D+O
      ENDIF
C
C-----
C...   Calculo das pressoes
C-----
      IF(I.EQ.1) GO TO 455
C
      PSS(I-1)=PSS(I)-(Q0/(2.*PI*K*H*ALFA(I)))/
      $(RE**2.-RW**2.)*(RE**2.*DLOG(R2(I)/R2(I-1))-(R2(I)**2.-
      $R2(I-1)**2.)/2.)
C
C-----
C...   Calculo das saturacoes
C-----
      CD=(DALFP*AF-ALFA(I)*DAP)*TERMO
      BD=(ALFA(I)*DAS-AF*DALFS)*TERMO
C
      DSOPSS=(CE+CD)/(BE+BD)
C
      SPSS(I-1)=SPSS(I)-DSOPSS*(PSS(I)-PSS(I-1))
C
455   CONTINUE
C=====
C..Calculo da integral de alfa e alfa g com a pressao ,para calcular
o
C fluxo de oleo e gas livre.
C
      BI=0.5
      DO 24 I=NPED,2,-1
C
      IF(I.EQ.1) GO TO 405

```

```

        ALFAM=BI*ALFA(I)+(1.-BI)*ALFA(I-1)
        ALFAGM=ALFAG(I)
C        ALFAGM=(1.-BI)*ALFAG(I)+BI*ALFAG(I-1)
C
        HINTA=HINTA + (PSS(I)-PSS(I-1))*ALFAM
        HINTG=HINTG + (PSS(I)-PSS(I-1))*ALFAGM
C
C...Integral de alfa x rs com a pressao ,para calcular o fluxo de
gas
C em solucao.
        PSSM=(PSS(I)+PSS(I-1))*0.5
C        PSSM=PSS(I-1)
        CALL INTERP (POT,RSOT,MPOT,PSSM,RSI,DRSG)
        HINRS=HINRS + (PSS(I)-PSS(I-1))*ALFAM*RSI
C
C
24    CONTINUE
        ALFBAN=(ALFAN+ALFA1)/2.
        ORDENM=(PSS(NPED)-PSS(1))*2.*PI*K*H*ALFBAN/QO
        WRITE(*,*) 'PASSEI CAL.INTEG. '
C-----
-
C...Calculo da ordenada, para construcao do grafico de Peaceman.
C
C
        DELPSS=((ABS*DX)**2.-RO**2.)/(2.*RE**2.)
        ORDEN=2.*PI*K*H*HINTA/QO + DELPSS
C
C...Calculo da abssissa - ABS
C
C        ABS=DSQRT(AUX)  obs:ja calculado anteriormente!
C-----
-
C...Calculo das vazoes..
C
C    Para malha de blocos:
cc        RIRO=ABS*DX/RO
C    Dentro do bloco do poco:
        RIRO=RO/RW

```

```

      IF(ABS.GT.0.0) THEN
C..oleo.
          QOCAL=2.*PI*K*H*HINTA/(DLOG(RIRO)-DELPSS)*CC
C
          QM=2.*PI*K*H*ALFBAN*(PSS(NPED)-PSS(1))/(DLOG(RIRO)-0.75)*CC
C
C..gas
          QGLIV=(2.*PI*K*H*HINTG/(DLOG(RIRO)-DELPSS))*CC/1000.
          QGDIS=(2.*PI*K*H*HINRS/(DLOG(RIRO)-DELPSS))*CC/1000.
          QG = QGLIV + QGDIS
          RGO=QG*1000./QO/CC
      ELSE
          QOCAL=0.0
          QM=0.0
          RGO=0.0
      ENDIF
C
C
      WRITE(7,672) II(L),JJ(L),ABS,ORDEN,QOCAL,ORDENM,QM,QG,QGLIV
      WRITE(8,672) II(L),JJ(L),ABS,ORDEN,QOCAL,ORDENM,QM,QG,QGLIV
670      FORMAT(5X,'IT=',I3,3X,'QG=',F7.1,' MM3/d',4X,'QO=',F7.1,'
M3/d')
672
      FORMAT(2X,I3,3X,I3,3X,E10.4,3X,E10.4,1X,F8.1,4X,E10.4,F10.1,
$2(3X,F8.1))
C
      WRITE(6,466) R2(NPED),PO/1.E+6,PSS(1)/1.E+6,SO,SPSS(1),SPEACE
466      FORMAT(3X,F10.3,2(F10.2),3(F10.4))
C
          HINTA = 0.
          HINTG = 0.
          HINRS = 0.
          NOT = 0
          IT = 0
C-----
-
456  CONTINUE
C
C-----

```

```

-
      STOP
      END
C=====
C
C      SUBROTINA DE LEITURA  -  LECTO.FOR
C
C=====
C
      SUBROUTINE LECTO
      IMPLICIT REAL*8(A-H,K,O-Z)
      PARAMETER(      NTE= 28      )
      DIMENSION IHEDIN(80)
      DIMENSION RSOT(NTE),BOT(NTE),POT(NTE),GOT(NTE),MUOT(NTE)
      DIMENSION BGT(NTE),PGT(NTE),MUGT(NTE),GGT(NTE)
      DIMENSION SGT(NTE),KRG(T(NTE),KROT(NTE)
      DIMENSION SLT(NTE),PCOGT(NTE)
C
      COMMON /DADOS/ II,JJ,P,S,PO,SO,QO,K,H,CR,CW,PORO,RW,
      *SWINIC,RE,DX,NOPCAO,NOPK,NPED,MCEL
      COMMON /SPVT/ RSOT,BOT,POT,GOT,MUOT,
      *BGT,PGT,MUGT,GGT,
      *SLT,PCOGT,MPOT,MPGT,MSLT
      COMMON /KR/ MSGT,SGT,KRG(T(NTE),KROT
      DIMENSION P(50),S(50),II(50),JJ(50)
C
      REAL*8 MUGT,MUOT
      OPEN(5,FILE='MOD.ENT',STATUS='OLD')
C
      READ (5,100) PO,SO,QO,K,H,CR,CW,PORO,RW,
      *SWINIC,RE,DX,NOPCAO,NOPK,NPED
C
100  FORMAT(T44,F7.1,/,T44,F5.3,/,T44,E10.5,/,
      *T44,E9.3,/,T44,F5.1,/,
      *T44,E10.4,/,T44,E10.4,/,
      *T44,F6.4,/,
      *T44,F6.4,/,T44,F6.2,/,T44,F6.1,/,T44,F6.2,/,
      *T44,I2,/,T44,I2,/,T44,I4)
C

```

```

C -----
C LEITURA DOS PARAMETROS DO RESERVATORIO E P,SG,SW INICIAIS
C -----

```

```

      WRITE(7,400) PO,SO,QO,K,H,CR,CW,PORO,RW,
      *SWINIC,RE,DX,NOPCAO,NOPK,NPED
400  FORMAT (17X,'MODELO DE POCO BIFASICO ',//,
      *11X,'PRESSAO BLOCO DO POCO (Kgf/cm2)=====>',F7.1,/,
      *11X,'SATURACAO BLOCO DO POCO (fr) =====>',F5.3,/,
      *11X,'VAZAO DE OLEO (M3/S)=====>',E10.5,/,
      *11X,'PERMEABILIDADE ABS (M2)=====>',E9.3,/,
      *11X,'ESPESSURA DA FORMACAO (M) =====>',F5.1,/,
      *11X,'COMPRESSIBILIDADE DA ROCHA(1/Pa)=====>',E10.4,/,
      *11X,'COMPRESSIBILIDADE DA AGUA(1/Pa)=====>',E10.4,/,
      *11X,'POROSIDADE INICIAL DO RES. =====>',F6.4,/,
      *11X,'RAIO DO POCO (M) =====>',F6.4,/,
      *11X,'SATURACAO DE AGUA INICIAL =====>',F6.2,/,
      *11X,'RAIO EXTERNO DO RES. (M) =====>',F6.1,/,
      *11X,'DIMENSAO DO BLOCO ORTOGONAL (M)=====>',F6.2,/,
      *11X,'OPCAO: 1-PSS 2-BOE 3-MARTIN =====>',I2,/,
      *11X,'OPCAO PERM. REL. 1-ANALITICA 2-TABELA ===>',I2,/,
      *11X,'N.DE PONTOS DE CALCULO ANALITICO=====>',I4,/. )

```

```

C
C..para transformar para Pascal
      PO = PO / 1.02E-05

```

```

C
C**** LEITURA DOS DADOS DOS BLOCOS

```

```

C
      READ(5,1) (IHEDIN(IH),IH=1,40)
      WRITE(7,11) (IHEDIN(IH),IH=1,40)
      DO 4 I=1,999
      IF(I.GT.NTE) GOTO 1000
      READ(5,*) II(I),JJ(I),P(I),S(I),IC
      WRITE(7,12) II(I),JJ(I),P(I),S(I)
      P(I)= P(I) / 1.02E-05
      IF(IC.LT.0)GO TO 9
4      CONTINUE
9      MCEL = I
      WRITE(7,15) MCEL
15     FORMAT(/,10X,'MCEL=',I3)

```

```

C
C**** LEITURA DA PERMEABILIDADE RELATIVA AO OLEO
C
      READ(5,1) (IHEDIN(IH),IH=1,40)
C      WRITE(*,11) (IHEDIN(IH),IH=1,40)
      DO 5 I=1,999
      IF(I.GT.NTE) GOTO 1000
      READ(5,*) SGT(I),KROT(I)
C      WRITE(*,*)SGT(I),KROT(I)
      IF(SGT(I).GE.0.99)GO TO 10
5      CONTINUE
10     MSGT = I
C
C**** LEITURA DA PERMEABILIDADE RELATIVA AO GAS
C
      READ(5,1) (IHEDIN(IH),IH=1,40)
C      WRITE(*,11) (IHEDIN(IH),IH=1,40)
      DO 6 I=1,999
      IF(I.GT.NTE) GOTO 1000
      READ(5,*) SGT(I),KRG(I)
C      WRITE(*,*)SGT(I),KRG(I)
      IF(SGT(I).GE.0.99)GO TO 17
6      CONTINUE
17     MSGT=I
C
C**** LEITURA DAS PRESSOES MAXIMAS DAS TABELAS
C
      READ(5,1) (IHEDIN(IH),IH=1,40)
C      WRITE(*,11)(IHEDIN(IH),IH=1,40)
      READ(5,*) PMAXT
C      WRITE(*,*) PMAXT
C
C
C**** LEITURA DOS DADOS DA PVT DO OLEO
C
      READ(5,1) (IHEDIN(IH),IH=1,40)
C      WRITE(*,11) (IHEDIN(IH),IH=1,40)
      DO 16 I=1,999
      IF( I.GT.NTE) GOTO 1000

```



```

      READ(5,*) POT(I),BOT(I),MUOT(I),GOT(I),RSOT(I)
C      WRITE(*,*)POT(I),BOT(I),MUOT(I),GOT(I),RSOT(I)
      BOT(I) = 1./BOT(I).
      MUOT(I) = MUOT(I)/1000.
      IF(POT(I).GE.PMAXT)GO TO 20
16     CONTINUE
20     MPOT=I
C
C****  DADOS DA PVT DO GAS
C
      READ(5,1) (IHEDIN(IH),IH=1,40)
C      WRITE(*,11)(IHEDIN(IH),IH=1,40)
      DO 35 I=1,999
      IF( I.GT.NTE ) GOTO 1000
      READ(5,*) PGT(I),BGT(I),MUGT(I),GGT(I)
C      WRITE(*,*)PGT(I),BGT(I),MUGT(I),GGT(I)
      BGT(I) = 1./BGT(I)
      MUGT(I) = MUGT(I)/1000.
      IF(PGT(I).GE.PMAXT)GO TO 40
35     CONTINUE
40     MPGT=I
C
C****  LEITURA DA PRESSAO CAPILAR GAS-OLEO EM FUNCAO DE SL
C
C
      READ(5,1) (IHEDIN(IH),IH=1,40)
C      WRITE(*,11) (IHEDIN(IH),IH=1,40)
      DO 50 I=1,999
      IF(I.GT.NTE) GOTO 1000
      READ(5,*) SLT(I),PCOGT(I)
C      WRITE(*,*)SLT(I),PCOGT(I)
      IF(SLT(I).GE.O.999999)GO TO 60
50     CONTINUE
60     MSLT = I
      CLOSE(5)
C
1     FORMAT(40A2)
11    FORMAT(//,1X,40A2/)
12    FORMAT(6X,I3,7X,I3,6X,F7.1,6X,F6.3)

```

```

      GO TO 1002
1000  WRITE (*,1001) NTE
1001  FORMAT (//, ' !!!!!!!!! O NUMERO DE DADOS DA TABELA
      * EXCEDE O MAXIMO DE ',I3)
1002  RETURN
      END

```

C

C=====

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C=====

C

```

      SUBROUTINE INTERP(X,Y,N,XO,YO,YOP)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,K,O-Z)
      REAL*8 X(17),Y(17),XO,YO,YOP
      DO 1 KK=2,N
      I = N - KK + 1
      IF( X(I+1).EQ.X(I) ) THEN
      PRINT*, 'INTERPOLACAO ERRADA'
      STOP
      ENDIF
1      IF( XO.GE.X(I) ) GOTO 2
2      YOP = ( Y(I+1) - Y(I) )/( X(I+1) - X(I) )
      YO=Y(I) + (XO-X(I)) * YOP
      RETURN

```

END

```

C=====
SUBROUTINE FKRO(X,NOPK,KX,DKX)
  IMPLICIT REAL*8(A-H,K,O-Z)
  PARAMETER( NTE= 28 )
  DIMENSION SGT(NTE),KRGT(NTE),KROT(NTE)
  COMMON /KR/ MSGT,SGT,KRGT,KROT
C
C Calcula a permeabilidade relativa ao oleo e derivada no sistema
C oleo-
C gas ;analiticamente se NOPK=1 e interpolando nas tabelas se
C NOPK=2
C
C      X ==> saturacao de gas
C      SOR = 0.30
C      SWC = 0.12
C      SO = 1.- X
C      SO = 1.- X - SWC
C      XJ = 1.25
C
C      IF( NOPK.EQ.2 )GO TO 20
C      IF( SO .LT. SOR )GO TO 10
C      KX = ((SO-SOR)/(1.-SOR))*(2.+XJ)
C      DKX = (2.+XJ)*(SO-SOR)*(1.+XJ)/((1.-SOR)*(2.+XJ))
C      RETURN
10  KX = 0.DO
C      DKX = 0.DO
C      RETURN
20  CALL INTERP (SGT,KROT,MSGT,X,KX,DKX)
C      DKX = -DKX
C      RETURN
C      END
C -----
SUBROUTINE FKRG(X,NOPK,KX,DKX)
  IMPLICIT REAL*8(A-H,K,O-Z)
  PARAMETER( NTE= 28 )
  DIMENSION SGT(NTE),KRGT(NTE),KROT(NTE)
  COMMON /KR/ MSGT,SGT,KRGT,KROT

```

```

C
C Calcula a permeabilidade relativa ao gas e derivada no sistema
oleo-
C gas ;analiticamente se NOPK=1 e interpolando nas tabelas se
NOPK=2
C
C          X ==> saturacao de gas
C
      XJ = 1.25
      SOR = 0.30
      SWC = 0.12
      SGC = 0.05
      SO = 1. - X
C      SO = 1. - X - SWC
C
      IF( NOPK.EQ.2 )GO TO 30
      IF( X .LE. SGC )GO TO 10
      IF( SO .LT. SOR ) GO TO 20
      A1 = 1. - ( SO - SOR ) / ( 1. - SOR - SGC )
      A2 = ( SO - SOR ) / ( 1. - SOR )
      KX = A1*A1*(1.-A2**XJ)
      DKX = - A1*A1*XJ*A2**(XJ-1.)/(1.-SOR) -
$          2.*(1.-A2**XJ)*A1/(1. - SOR - SGC)
      RETURN
10      KX = 0.0000
      DKX = 0.000001
      RETURN
20      KX = 1.DO
      DKX = 0.0DO
      RETURN
30      CALL INTERP (SGT,KRG,MSGT,X,KX,DKX)
      DKX = -DKX
      RETURN
      END
C=====

```