

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE GEOLOGIA DE PETRÓLEO

Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências
como requisito parcial à obtenção do
Título de Mestre em Geoengenharia de Reservatórios

ESTUDO DAS TÉCNICAS DE INTERPRETAÇÃO
DE
TESTES TRANSIENTES DE PRESSÃO
EM
RESERVATÓRIOS DE GÁS E CONDENSADO

Autor : Celso Tarcísio de Souza Silva ^{25/38}
Orientador : Kelsen Valente ^{Serra}

CAMPINAS

Estado de São Paulo - Brasil

Fevereiro, 1993

Si38e

19269/BC

DOE EXCELLENCE COMMISSION A REDECA SINAR
DA TESE DEFENDIDA POR CELSO TARCÍSIO DE
SOUZA SILVA E APROVADA PELA COMISSÃO JULIANA
EM 25 / 02 / 02 A/D. P.T.A.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE GEOLOGIA DE PETRÓLEO

A dissertação "Estudo das Técnicas de Interpretação de Testes Transientes de Pressão em Reservatórios de Gás e Condensado", elaborada por Celso Tarcísio de Souza Silva, e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora, foi aceita pela Subcomissão de Pós-graduação em Geoengenharia de Reservatórios, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Geoengenharia de Reservatórios.

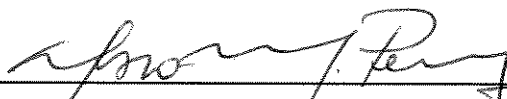
Campinas, 23 de Fevereiro de 1993

Banca Examinadora



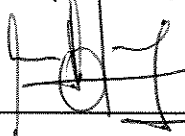
Kelsen Valente Serra, Ph.D.

(Orientador)



Alvaro Marcello Marco Peres, Ph.D.

(Examinador)



Osvaldo Vidal Trevisan, Ph.D.

(Examinador)

AGRADECIMENTOS

Ao Dr. Kelsen Valente Serra, pela orientação prestada durante o desenvolvimento deste trabalho, pelo grande interesse demonstrado, e também pelo incentivo constante durante todas as fases do projeto.

À Universidade Estadual de Campinas por nos ter dado condições para a realização deste curso de mestrado. Em especial gostaríamos de agradecer aos professores e funcionários da Área de Geologia de Petróleo do Instituto de Geociências, pela sua atenção e apoio. Também agradecemos aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia de Petróleo, da Faculdade de Engenharia Mecânica.

À Petróleo Brasileiro S.A. pelo suporte financeiro e pela assistência técnica, que tornaram possível a nossa participação no curso de mestrado. Em especial gostaríamos de agradecer àqueles gerentes da companhia que, cientes da importância do desenvolvimento de seus recursos humanos, contribuíram direta ou indiretamente para a existência do Curso de Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios.

Ao engenheiro Hamilton Pimentel Gomes pelo apoio e colaboração prestadas.

Aos colegas de curso que, com seu companheirismo e amizade, tornaram mais amena a consecução desta tarefa.

À minha esposa Helenice, e minhas filhas Amanda e Marina, pelo seu apoio e compreensão.

CONTEÚDO

Agradecimentos	i
Conteúdo	ii
Lista de figuras	v
Lista de figuras	vi
Nomenclatura	viii
Resumo	xi
Abstract	xii
1 Introdução	1
2 O modelo matemático	3
2.1 O modelo físico do reservatório	3
2.2 As equações do fluxo multifásico	4
2.2.1 O modelo tipo "Beta"	4
2.2.2 O modelo composicional	5
2.3 Linearização das equações de fluxo	7
2.3.1 A teoria de Perrine-Martin	8
2.3.2 Reservatórios de gás em solução	9
2.3.3 Reservatórios de gás e condensado	12
2.3.4 A teoria do fluxo bifásico permanente	19

3	O modelo numérico	25
3.1	Características do simulador numérico	25
3.2	Descrição dos fluidos	26
3.3	Curvas de permeabilidade relativa	28
3.4	Validação do modelo numérico	31
3.4.1	Validação para fluxo monofásico de gás	33
3.4.1.1	Vazão de produção constante, regime transiente	34
3.4.1.2	Vazão de produção constante, Influência de fronteiras	36
3.4.2	Validação para fluxo bifásico permanente	37
4	A interpretação de testes transientes de pressão	41
4.1	A integral no reservatório e a integral na face da formação	41
4.2	O análogo monofásico	48
4.2.1	Análise do período de fluxo	51
4.2.2	Análise de período de estática	53
4.3	O Análogo permanente	56
4.3.1	Previsão das saturações com a teoria do permanente	56
4.3.2	Previsão da composição das fases com a teoria do permanente	60
4.3.3	Correlação da pseudopressão do análogo permanente com a solução do líquido	63
4.3.4	Dificuldades no emprego do análogo permanente	68
4.4	O método das derivadas	70

5	Conclusões	81
	Bibliografia	83
	Apêndice A - Procedimentos para interpretação de um teste	89
	Apêndice B - Dados de fluido e rocha	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Composição inicial dos fluidos	26
Tabela 3.2 - Resumo das características dos fluidos	28
Tabela 3.3 - Dados das simulações para validar o modelo numérico	32
Tabela 4.1 - Dados das simulações de fluxo	45
Tabela 4.2 - Resultados da interpretação com o Análogo Monofásico	55
Tabela 4.3 - Resultados da interpretação com o análogo permanente	68
Tabela 4.4 - Resultados da interpretação do caso 2 usando a curva de permeabilidade relativa 1	70
Tabela 4.5 - Resultados da interpretação quantitativa, método das derivadas conjugado com o análogo permanente	75
Tabela 4.6 - Resultados da interpretação quantitativa, método das derivadas	80
Tabela B1 - Composição e parâmetros da equação de estado, fluido 1	93
Tabela B2 - Composição e parâmetros da equação de estado, fluido 2	94
Tabela B3 - Expansão a composição constante - fluido 1	95
Tabela B4 - Expansão a composição constante - fluido 2	97
Tabela B5 - Curva de permeabilidade relativa 1	99
Tabela B6 - Curva de permeabilidade relativa 2	100
Tabela B7 - Curva de permeabilidade relativa 3	101

LISTA DE FIGURAS

2.1 - Diagrama do reservatório	3
3.1 - Expansão a composição constante	27
3.2 - Curvas de permeabilidade relativa	30
3.3 - Resultados do simulador x solução analítica, fluxo monofásico, vazão constante, regime transiente	35
3.4 - Resultados do simulador x solução analítica, fluxo monofásico, vazão constante, influência de fronteiras	36
3.5 - Fluxo bifásico permanente, composição global do fluido em fluxo na face da formação	38
3.6 - Resultados do simulador x solução analítica, fluxo bifásico permanente, saturação e composição	39
3.7 - Resultados do simulador x solução analítica, fluxo bifásico permanente, pseudopressão versus raio	40
4.1 - As integrais no reservatório e na face da formação, caso 1, $S = 0,0$	42
4.2 - As integrais no reservatório e na face da formação, caso 2, $S = 5,0$	43
4.3 - As integrais no reservatório e na face da formação, caso 4, $S = -1,0$	44
4.4 - Mobilidade total no reservatório, na face da formação, e do permanente, caso 2	47
4.5 - Mobilidade monofásica e mobilidade no reservatório, caso 2	49
4.6 - Correlação do análogo monofásico com a solução do líquido pouco compressível, caso 2	50
4.7 - Correlação do análogo monofásico com a solução do líquido pouco compressível, caso 1	50
4.8 - Diagrama esquemático do reservatório	53
4.9 - Saturação na face da formação versus tempo adimensional, Casos 1 e 3	57
4.10 - Perfil de saturação no reservatório, Casos 1 e 3	58
4.11 - Saturação de condensado na face da formação, fluxo e estática, caso 1	59

4.12 - Fração molar dos componentes 1 e 4 na fase líquida, caso 1	61
4.13 - Fração molar dos componentes 1 e 4 na fase vapor, caso 1	61
4.14 - Fração molar dos componentes 1 e 4 na fase líquida, caso 3	62
4.15 - Fração molar dos componentes 1 e 4 na fase vapor, caso 3	62
4.16 - Mobilidade total em função da pressão, caso 1	64
4.17 - Mobilidade total em função da pressão, caso 3	64
4.18 - Correlação do análogo permanente com a solução do líquido pouco compressível, caso 1	66
4.19 - Correlação do análogo permanente com a solução do líquido pouco compressível, caso 3	66
4.20 - Mobilidade total em função da pressão, caso 1	72
4.21 - Mobilidade total em função da pressão, caso 3	72
4.22 - Mobilidade total em função da pressão, caso 3	74
4.23 - Mobilidade total em função da pressão, caso 4	74
4.24 - Mobilidade total do permanente, caso 4, curvas de permeabilidades relativas 1, 2 e 3	77
4.25 - Mobilidade total do permanente, curvas de permeabilidades relativas 1, 2 e 3.	77
4.26 - Mobilidade total em função da pressão, caso 3	78
A1 - Roteiro para interpretação de um teste de pressão	92

NOMENCLATURA

B_g	fator volume de formação do gás, m^3_{res}/m^3_{std}
B_o	fator volume de formação do condensado, m^3_{res}/m^3_{std}
C_f	compressibilidade do fluido, Pa^{-1}
C_r	compressibilidade da rocha, Pa^{-1}
C_t	compressibilidade total, Pa^{-1}
f_{il}	fugacidade do componente "i" na fase líquida, Pa
f_{iv}	fugacidade do componente "i" na fase vapor, Pa
h	espessura do reservatório, m
HR	tempo de horner modificado
K	permeabilidade absoluta da zona virgem, m^2
K_{rg}	permeabilidade relativa do gás
K_{ro}	permeabilidade relativa do condensado
K_s	permeabilidade absoluta da zona danificada, m^2
L	fração molar da fase líquida
n	número de pseudocomponentes.
N_b	número de blocos do reservatório
N_{bs}	número de blocos na zona danificada
P	pressão, Pa
P_{dew}	pressão de orvalho do gás, Pa
P_i	pressão inicial do reservatório, Pa
P_p	pseudopressão
P_p^{mon}	pseudopressão do análogo monofásico, $mol-Kg/m^3.s$
P_p^{ss}	pseudopressão do análogo permanente, $mol-Kg/m^3.s$
P_p^{ffm}	integral na face da formação, $mol-Kg/m^3.s$
P_p^{res}	integral no reservatório, $mol-Kg/m^3.s$
P_{pwfD}	pseudopressão adimensional do período de fluxo
P_{pwsD}	pseudopressão adimensional do período de estática

q_t	vazão molar total, mol-Kg/s
Q_o	vazão de óleo, m ³ /s
r	raio do reservatório, m
r_e	raio externo do reservatório, m
r_s	raio da zona danificada, m
r_{sg}	solubilidade do componente óleo na fase vapor.
r_w	raio da do poço, m
R	razão gás-óleo de produção, m ³ std/m ³ std
R_s	razão de solubilidade, m ³ std/m ³ std
R_{so}	solubilidade do componente gás na fase líquida
S	fator de película finito de Hawkins
S_g	saturação de gás, fração
S_o	saturação de condensado, fração
S_w	saturação de água, fração
t	tempo , segundos
tp	tempo de produção, segundos
V	fração molar da fase vapor
x_i	fração molar do componente "i" na fase líquida
Y	variável de Boltzmann, m ² /s
$\hat{Y}$	variável de Boltzmann modificada, m ² /s
y_i	fração molar do componente "i" na fase vapor
Z_i	fração molar do componente "i" no fluido "in-place"
Z_{if}	fração molar do componente "i" no fluido em fluxo

LETRAS GREGAS

Δt	tempo de fechamento, segundos
λ_t	mobilidade total do sistema, mol-Kg/m ³ Pa.s
μ_g	viscosidade do gás, Pa.s
μ_o	viscosidade do condensado, Pa.s
ρ_g	densidade molar do gás, mol-Kg/m ³

ρ_o	densidade molar do condensado, mol-Kg/m ³
ϕ	porosidade, fração
Ω_a	constante da equação de Peng-Robinson
Ω_b	constante da equação de Peng-Robinson

OPERADORES E FUNÇÕES MATEMÁTICAS

$\ln$	logaritmo neperiano
∇	operador matemático gradiente
$\nabla \cdot$	operador matemático divergente
∇^2	operador matemático Laplaciano
∂	derivada parcial
Σ	operador matemático somatório

RESUMO

Nesta dissertação de mestrado foram estudados em detalhe, aspectos relacionados à interpretação de testes transientes de pressão em reservatórios de gás e condensado.

Um simulador numérico composicional totalmente implícito é utilizado para estudar o comportamento do reservatório, durante testes transientes de pressão, nos quais ocorre o fenômeno de condensação retrógrada no meio poroso.

Investigou-se o aparecimento da fase líquida no meio poroso, os perfis de composição e saturação das fases no poço e no reservatório, e a influência de diversos parâmetros na resposta de pressão.

Foram simulados testes transientes de pressão com vazão molar constante, nos períodos de fluxo e de estática, sendo os testes interpretados utilizando diferentes metodologias, para determinar os parâmetros de interesse.

O análogo monofásico de Al-Hussainy(1966) foi empregado, para interpretar os períodos de fluxo e de estática, e as limitações e implicações da utilização deste método foram explicitadas.

Durante o transiente, os perfis de composição e saturação das fases no reservatório foram computados com a teoria do fluxo bifásico permanente de O'Dell e Miller(1967), e os resultados comparados com os dados do simulador.

O análogo permanente de Jones(1988) também foi empregado para interpretar os testes, sendo ressaltadas as limitações na aplicação desta metodologia.

Nos casos em que a teoria do permanente falha, procurou-se utilizá-la de forma combinada com a derivada da curva de fluxo, possibilitando desta forma obter melhores estimativas para o fator de película.

Também foram analisadas algumas particularidades relativas à obtenção dos parâmetros de fluido e rocha nos reservatórios de gás e condensado.

ABSTRACT

1 INTRODUÇÃO

Os simuladores numéricos de reservatórios vêm sendo utilizados com sucesso na previsão do comportamento de produção dos campos de petróleo, constituindo-se em uma ferramenta auxiliar no gerenciamento das jazidas. Entretanto, para fornecerem resultados satisfatórios, os simuladores necessitam de uma grande quantidade de informações, o que implica em caracterizar da melhor forma possível os reservatórios em estudo.

Nas últimas décadas, as técnicas geoestatísticas têm sido aplicadas com frequência cada vez maior na indústria do petróleo, nos estudos relacionados à caracterização dos reservatórios. Porém, a aplicação destas técnicas tem esbarrado em um grande problema, relacionado à amostragem deficiente dos reservatórios. Para contornar este problema tem se procurado incorporar novas informações, seja por meio do estudos de afloramentos, ou com a utilização da sísmica de reservatórios. Outra linha adotada tem sido a de procurar tirar o máximo proveito das poucas informações disponíveis. Neste sentido, os testes transientes de pressão representam uma opção muito interessante, visto que, em função dos seus custos relativamente baixos, são realizados em praticamente todos os poços produtores de um campo.

Com a descoberta de campos de petróleo em profundidades cada vez maiores, e com a participação crescente do gás natural na matriz energética dos países em desenvolvimento, a importância dos reservatórios de gás e condensado também é cada vez maior.

Neste tipo de reservatório, devido ao fenômeno da condensação retrógrada, assim que a pressão de fluxo cai abaixo da pressão de orvalho do gás, aparece uma fase líquida no meio poroso, fazendo com que o comportamento de produção seja muito diferente dos casos em que o gás não é retrógrado. Apesar disso, é prática comum interpretar os testes de pressão nos reservatórios de gás e condensado utilizando métodos desenvolvidos para o fluxo monofásico de gás.

Nesta dissertação de mestrado foram estudados em detalhe os aspectos relacionados à interpretação de testes transientes de pressão em reservatórios de gás e condensado.

No capítulo 1 é feita a introdução ao trabalho, e a descrição do conteúdo geral do mesmo.

No capítulo 2 são discutidos os modelos físicos e matemáticos do reservatório, comentando-se as hipóteses simplificadoras adotadas e apresentando-se o equacionamento matemático do problema. É feita uma síntese da teoria do fluxo multifásico no meio poroso, apresentando-se as diversas propostas de linearização das equações de fluxo que surgiram na literatura, culminando com as integrais de pseudopressão de Jones(1988). Neste capítulo também é revisada a teoria do fluxo bifásico permanente de O'Dell e Miller(1967).

O capítulo 3 é dedicado ao modelo numérico e composicional desenvolvido por Gomes(1990). Inicialmente é feito um resumo das características do simulador composicional totalmente implícito utilizado neste trabalho. São descritas as propriedades dos fluidos utilizados e as propriedades petrofísicas do reservatório. Finalmente, o simulador numérico é validado com a teoria do fluxo monofásico de gás e com as soluções analíticas do fluxo bifásico permanente.

No capítulo 4 são simulados casos de testes transientes de pressão na presença de condensação retrógrada no meio poroso. Os testes são, a seguir, interpretados utilizando diferentes metodologias de cálculo, e os resultados obtidos são comparados os valores usados na simulação. Inicialmente é aplicado o análogo monofásico, tal como proposto por Al-Hussainy(1966). O estudo deste método se justifica pela grande simplicidade do mesmo, e também porque em geral este é o método utilizado na indústria. As implicações da utilização do análogo monofásico para interpretar um teste de pressão em um reservatório de gás e condensado são explicitadas. A seguir utiliza-se a teoria do fluxo bifásico permanente, tal como proposto por Jones(1988), para obter os perfis de saturação e de composição das fases durante o regime transiente, possibilitando assim o cálculo da pseudopressão e a interpretação dos testes. Os resultados obtidos são então analisados e comparados com os valores corretos. As limitações do método são discutidas. Finalmente, os teste são interpretados empregando o método das derivadas, como proposto por Jones(1988) e Vo(1989).

O capítulo 5 apresenta as conclusões da dissertação de mestrado.

2 O MODELO MATEMÁTICO

2.1 O MODELO FÍSICO DO RESERVATÓRIO

Neste trabalho considera-se que um reservatório cilíndrico de espessura, h , constante, cujas fronteiras externa, superior e inferior são seladas, é drenado por um único poço vertical e centralizado, que penetra totalmente o reservatório, com linhas de fluxo para o poço tendo geometria radial. A pressão inicial, P_i , é uniforme em todo o reservatório, e os efeitos gravitacionais e de capilaridade são desprezíveis. A permeabilidade absoluta, K , é independente da pressão. O fluxo no reservatório é isotérmico. A velocidade de fluxo dos fluidos no meio poroso é descrita pela lei de Darcy (Henry P. Darcy, 1856). A água presente no meio poroso é considerada incompressível e fazendo parte da rocha. O reservatório é homogêneo e isotrópico, exceto por uma estreita região concêntrica ao poço que apresenta permeabilidade, K_s , alterada. A figura (2.1) mostra um diagrama simplificado do reservatório.

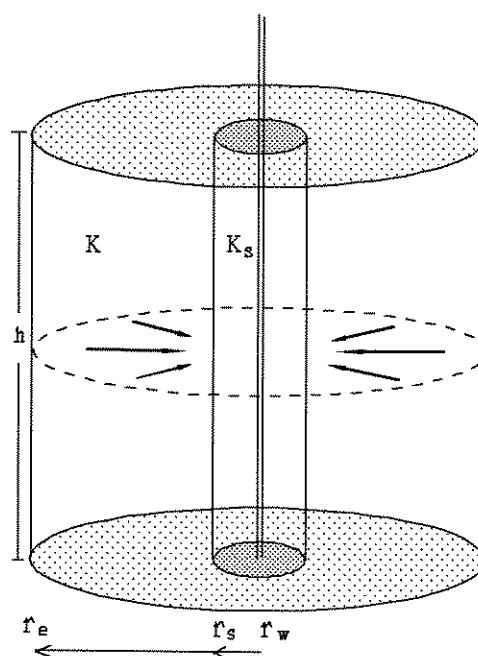


Fig.2.1 - Diagrama do reservatório

A zona de permeabilidade alterada é modelada pelo fator de película finito de Hawkins(1956), S , cuja equação apresentamos a seguir:

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (2.1)$$

Na equação (2.1) " $\ln$ " representa o logaritmo neperiano, " K " é a permeabilidade absoluta da zona virgem, " K_s " é a permeabilidade absoluta da zona alterada em torno do poço, " r_w " e " r_s " são os raios do poço e da zona alterada, respectivamente.

2.2 AS EQUAÇÕES DO FLUXO MULTIFÁSICO

As equações diferenciais que regem o fluxo dos fluidos no meio poroso são facilmente obtidas a partir da combinação da lei de Darcy com o princípio de conservação da massa. Duas formulações são utilizadas na literatura, dependendo do tipo de fluidos presentes no reservatório, ou seja, o modelo "Beta" e modelo composicional.

2.2.1 O MODELO TIPO "BETA"

Na formulação do problema de fluxo multifásico utilizando o modelo "Beta", considera-se que as fases presentes no reservatório são formadas por apenas dois componentes, óleo e gás, obtidos em uma condição padrão especificada.

Uma simplificação do modelo tipo "Beta" é aquela conhecida como "black-oil", na qual assume-se que o componente óleo não está presente na fase gás.

Esse modelo é geralmente empregado nos casos em que as propriedades dos fluidos podem ser consideradas como dependentes apenas da pressão, e a composição do fluido não precisa ser levada em conta.

As equações de fluxo para o modelo "Beta" são :

Para o componente gás

$$\nabla \cdot \left\{ \left(\frac{K_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} K_{ro}}{\mu_o B_o} \right) K \nabla P \right\} = \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} \right) \right\} \quad (2.2)$$

Para o componente óleo

$$\nabla \cdot \left\{ \left(\frac{r_{sg} K_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} \right) K \nabla P \right\} = \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \phi \left(\frac{r_{sg} S_g}{B_g} + \frac{S_o}{B_o} \right) \right\} \quad (2.3)$$

Nas equações precedentes " $\nabla \cdot$ " é o operador matemático divergente e " ∇ " é o operador gradiente. Os subscritos "o" e "g" referem-se às fases óleo e gás, respectivamente. " K_r " é a permeabilidade relativa da fase, " μ " é a viscosidade, " B " é o fator volume de formação, " R_{so} " é a solubilidade do gás no óleo, " r_{sg} " é a solubilidade do óleo no gás, " S_o " e " S_g " são as saturações de óleo e gás e " ϕ " é a porosidade da rocha. Note que o modelo "black-oil" é obtido fazendo-se r_{sg} igual a zero.

2.2.2 O MODELO COMPOSICIONAL

O modelo composicional é geralmente empregado nos casos em que as propriedades dos fluidos são fortemente dependentes da composição, como nos reservatórios de óleo volátil ou de gás e condensado. No modelo composicional o balanço de massa é feito ao nível dos "n" componentes que constituem e participam das fases líquida e vapor de hidrocarbonetos, e de uma fase aquosa, caso exista.

Então, a equação diferencial fica :

$$\nabla \cdot \left\{ \left(\frac{\rho_g K_{rg} y_i}{\mu_g} + \frac{\rho_o K_{ro} x_i}{\mu_o} \right) K \nabla P \right\} = \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \phi (\rho_g S_g y_i + \rho_o S_o x_i) \right\} \quad (2.4)$$

para $i=1,2,\dots,n$

Na equação (2.4) " x_i " é a fração molar do componente " i " na fase líquida, " y_i " sua fração molar na fase vapor, " ρ " é a densidade molar da fase, e " n " é o número de espécies químicas, isto é, o número de componentes.

Nos modelos composicionais admite-se que as fases em fluxo estão em equilíbrio termodinâmico em qualquer ponto do reservatório. Tal hipótese implica em considerar que a velocidade de transferência de massa entre as fases é muito maior que a velocidade de fluxo no meio poroso.

A condição básica para o equilíbrio termodinâmico é a igualdade entre as fugacidades dos componentes nas fases líquida, f_{iL} , e gasosa, f_{iV} , isto é:

$$f_{iV} = f_{iL} \quad \text{para } i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2.5)$$

As seguintes equações restritivas são válidas :

$$S_o + S_g = 1 \quad (2.6)$$

$$\sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n y_i = 1 \quad (2.7)$$

A despeito do limitado número de experimentos laboratoriais sobre fluxo bifásico em sistemas de gás e condensado, alguns resultados obtidos indicam ser razoável a hipótese de equilíbrio termodinâmico instantâneo entre as fases em fluxo no reservatório.

Sigmund et alii Apud Danesh (1973) compararam o comportamento de fases de um sistema de gás condensado binário em uma célula PVT convencional, com o de uma célula na qual havia sido compactado um material de granulometria 30-40 mesh. As pressões de orvalho obtidas nos dois casos foram similares. Verificou-se também que na célula com o material compactado o equilíbrio termodinâmico era mantido mesmo para taxas de depleção de 1.38 MPa/hr.

Saeidi & Handy (1974) realizaram experimentos em laboratório, para verificar a validade da utilização dos resultados de um teste PVT obtido em condições de equilíbrio para representar o comportamento de fases de um sistema de gás e condensado no reservatório. O fluido utilizado foi uma mistura binária de metano e propano, o meio poroso um testemunho de um arenito consolidado de baixa

permeabilidade e o experimento simulava o fluxo transiente no meio poroso em condições de alta pressão e temperatura ambiente. As vazões utilizadas eram muito superiores as encontradas em situações reais de campo. Concluíram que para as taxas de depleção empregadas o equilíbrio termodinâmico era mantido, mormente na região de condensação.

Gravier et alii (1983) realizaram experimentos simulando fluxo transiente em condições de pressão e temperatura semelhantes àsquelas encontradas em subsuperfície, utilizando um fluido composto por metano, pentano e nonano, cujo comportamento de fases era similar ao de um sistema de gás e condensado. As amostras de rocha utilizadas pertenciam a um reservatório carbonático de gás condensado. Os testes foram realizados em presença de saturação de água irreduzível. Foi verificado que, dentro da precisão dos experimentos, o equilíbrio termodinâmico entre as fases foi mantido.

2.3 LINEARIZAÇÃO DAS EQUAÇÕES DE FLUXO

Para o caso do fluxo monofásico de um líquido pouco compressível, e de viscosidade, μ , constante, a equação diferencial é facilmente linearizada, resultando em:

$$\nabla^2 P = \frac{\phi \mu C_t}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2.8)$$

Para o fluxo radial a equação (2.8) pode ser empregada, desde que o produto $C_f(\partial P/\partial r)^2$ seja muito pequeno, onde C_t é a compressibilidade do fluido. " C_t " é a compressibilidade total do sistema. A equação (2.8) tem sido resolvida na literatura clássica de análise de testes de pressão, para diversas condições de contorno, gerando as soluções analíticas conhecidas como as "Soluções do Líquido Pouco Compressível", que formam a base da análise de testes de pressão.

As equações diferenciais que regem o fluxo multifásico no reservatório são fortemente não lineares, visto que os coeficientes das equações são funções das variáveis dependentes.

Na abordagem do problema de fluxo multifásico no meio poroso, na literatura clássica sobre o assunto, procura-se uma pseudofunção que linearize as equações de fluxo, de forma que o problema fique análogo ao problema de fluxo monofásico, e as soluções já desenvolvidas para o líquido pouco compressível possam ser utilizadas. Apresentaremos a seguir um breve histórico da teoria do fluxo multifásico.

2.3.1 A TEORIA DE PERRINE-MARTIN

Baseando-se em observações empíricas Perrine (1956) propôs que, para fluxo multifásico, a resposta de pressão poderia ser analisada de forma análoga ao caso monofásico, apenas substituindo a mobilidade monofásica pela mobilidade total das fases em fluxo, e trocando a compressibilidade monofásica por uma compressibilidade efetiva para o sistema.

A equação diferencial ficaria:

$$\nabla^2 P = \frac{\phi C_{et} \mu}{K \lambda_t} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2.9)$$

onde, " λ_t " é a mobilidade total do sistema

$$\lambda_t = \frac{K_{ro}}{\mu_o} + \frac{K_{rg}}{\mu_g} \quad (2.10)$$

e C_{et} é a compressibilidade efetiva do sistema

$$C_{et} = S_o \left(\frac{B_g}{B_o} \frac{dR_s}{dP} - \frac{1}{B_o} \frac{dB_o}{dP} \right) + S_g \left(\frac{-1}{B_g} \frac{dB_g}{dP} \right) + C_r \quad (2.11)$$

Martin (1959) demonstrou analiticamente a validade da equação (2.9), adotando as hipóteses de que os gradientes de saturação são pequenos em todo o reservatório, e que os termos envolvendo o quadrado do gradiente da pressão podem ser desprezados.

A teoria de Perrine-Martin formou a base para a análise de testes de pressão multifásicos durante várias décadas. Permite calcular a mobilidade total do sistema, o fator de película e a pressão média do reservatório.

Note que na equação (2.9) os parâmetros " λ_r " e " C_{et} " dependem da pressão e da saturação, e, portanto, a equação não é linear. Porém, nos casos em que estes parâmetros permaneçam aproximadamente constantes durante o teste, a solução do líquido pouco compressível pode ser usada sem levar a erros significativos.

2.3.2 RESERVATÓRIOS DE GÁS EM SOLUÇÃO

Os reservatórios de gás em solução geralmente são estudados utilizando a formulação "Beta", visto que nestes casos a influência das variações composicionais sobre as propriedades dos fluidos pode ser desprezada. O modelo "black-oil" assume que a solubilidade do componente óleo na fase gás é nula, isto é, $r_{sg} = 0$.

Portanto, a equação (2.3) para o modelo "black-oil" fica:

$$\nabla \cdot \left\{ \left(\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} \right) K \nabla P \right\} = \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \phi \left(\frac{S_o}{B_o} \right) \right\} \quad (2.12)$$

Evinger & Muskat (1942) foram provavelmente os primeiros a introduzir o conceito de pseudopressão na indústria do petróleo. Em seu estudo do fluxo bifásico permanente Muskat definiu a pseudopressão, $P_p(p)$, como :

$$P_p(p) = \int_{P_b}^p \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} dp \quad (2.13)$$

onde P_b é uma pressão base arbitrária qualquer.

Utilizando a pseudopressão dada por (2.13) na equação (2.12) e expandindo a derivada parcial em relação ao tempo, pode-se mostrar facilmente que a equação diferencial se transforma em:

$$\nabla^2 P_p = \frac{\phi \left(\frac{C}{\lambda} \right)^*}{K} \frac{\partial P_p}{\partial t} \quad (2.14)$$

onde $(C/\lambda)^*$ é um símbolo para definir a razão de compressibilidade-mobilidade generalizada introduzida por Bøe et alii(1989), isto é,

$$\left(\frac{C}{\lambda} \right)^* = \frac{\left(\frac{dS_o}{dP} - \frac{S_o}{B_o} \frac{dB_o}{dP} \right)}{\frac{K_{ro}}{\mu_o}} \quad (2.15)$$

Para obter a equação (2.14), que é similar à equação (2.8), não foi mais necessária a hipótese restritiva de que os gradientes de pressão e saturação são pequenos. Porém, foi preciso assumir que a saturação é função única da pressão em qualquer ponto do meio poroso. Note que a porosidade e a permeabilidade absoluta foram consideradas independentes de r e t , ou, de outra maneira, funções fracas de r e t .

A pseudopressão da equação (2.13) lineariza a condição de contorno interna para o caso de produção com vazão de óleo constante, e, se o coeficiente $(C/\lambda)^*$ for aproximadamente constante durante o período de fluxo, as soluções do líquido pouco compressível também são válidas para o caso de fluxo multifásico, quando o mesmo é analisado em termos desta pseudopressão.

Para computar a pseudopressão deve-se conhecer a função que relaciona a pressão e a saturação.

Fetkovitch (1973) foi o primeiro a propor, baseando-se em sua intuição, que a solução do líquido pouco compressível poderia ser utilizada para analisar um teste multifásico no período transiente em termos da pseudopressão. Fazendo analogia entre o fluxo multifásico e o fluxo de um gás real, e basendo-se no trabalho de Muskat (1942), Fetkovitch propôs que a pseudopressão adimensional, P_{pWD} , seria dada

pela seguinte equação(clássica para o fluxo radial de um líquido de pequena compressibilidade) :

$$P_{pwfD} = \frac{1}{2}[\ln(t_D) + 0.80907] + S \quad (2.16)$$

onde,

$$P_{pwfD} = \frac{2\pi Kh}{Q_o} [P_p(p_i) - P_p(p_{wf})] \quad (2.17)$$

e,

$$t_D = \frac{K t}{\phi \mu C_i r_w^2} \quad (2.18)$$

Raghavan (1976) demonstrou, por meio de simulação numérica, que a pseudopressão da equação (2.13) correlaciona-se muito bem com a solução do líquido.

Raghavan utilizou a seguinte relação entre a saturação e a pressão:

$$R - R_s = \frac{K_{rg} \mu_o B_o}{K_{ro} \mu_g B_g} \quad (2.19)$$

Apesar de permitir calcular a permeabilidade absoluta e o fator de película, o método analisado por Raghavan tem os seguintes inconvenientes: é necessário conhecer as curvas de permeabilidade relativa; requer a medição precisa da razão gás-óleo de produção, R ; o método falha quando a saturação de gás está abaixo da saturação crítica de gás.

Bøe et alii (1989) estudaram o fluxo bifásico radial em um reservatório homogêneo e infinito, com fator de película nulo, produzindo com vazão de óleo constante na superfície no período transiente. Assumindo que a pressão e a saturação eram funções unicamente da variável de Boltzmann, $Y = r^2/t$, foram determinadas as seguintes relações analíticas entre a saturação e a pressão :

Para tempos curtos:

$$\frac{dS_o}{dP} = \frac{S_o}{B_o} \frac{dB_o}{dP} + \frac{\lambda_o}{\lambda_t} C_{et} \quad (2.20)$$

Para tempos longos:

$$\frac{dS_o}{dP} = \frac{\alpha \left(\frac{\partial \alpha}{\partial P} \right)_{S_o} - a \left(\frac{\partial a}{\partial P} \right)_{S_o}}{a \left(\frac{\partial a}{\partial S_o} \right)_P - \alpha \left(\frac{\partial \alpha}{\partial S_o} \right)_P} \quad (2.21)$$

onde os termos " α " e " a " são :

$$\alpha = \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} + r_{sg} \frac{K_{rg}}{\mu_g B_g} \quad (2.22)$$

$$a = \frac{K_{rg}}{\mu_g B_g} + R_{so} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} \quad (2.23)$$

As equações (2.20) e (2.21) somente podem ser aplicadas quando a influência das fronteiras externas é desprezível, e quando o fator de película é nulo.

Serra et Alii (1988) apresentaram uma equação para a relação entre saturação e pressão, similar a equação (2.21), válida para o caso de reservatórios danificados. Esta relação foi obtida assumindo que a pressão e saturação são funções de uma variável de Boltzmann modificada.

2.3.3 RESERVATÓRIOS DE GÁS E CONDENSADO

Nos reservatórios de gás e condensado as propriedades dos fluidos são muito dependentes da composição. Além disso, a tensão interfacial entre as fases em geral é baixa, e o intercâmbio de massa é muito complexo. Assim, a modelagem deste tipo de reservatório também é mais complexa, e a pseudofunção apropriada deve levar em conta não apenas a existência da segunda fase, mas também a dependência das propriedades dos fluidos com a composição, e o intercâmbio de massa entre as fases.

Efetuada o somatório da equação (2.4) termo a termo, para $i=1,2,3,\dots,n$, obtemos a equação do balanço de massa global, que em coordenadas radiais cilíndricas fica:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ \left(\frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} + \frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} \right) K r \frac{\partial P}{\partial r} \right\} = \frac{\partial}{\partial t} \{ \Phi (\rho_g S_g + \rho_o S_o) \} \quad (2.24)$$

Assumindo que todas as variáveis dependentes são funções únicas da variável de Boltzmann, podemos expressar qualquer variável em função apenas da pressão. Assim, o lado direito da equação (2.24), após considerar $S_g = 1 - S_o$ e a porosidade constante, pode ser expandido em:

$$\frac{\partial}{\partial t} \{ \Phi (\rho_g S_g + \rho_o S_o) \} = \Phi \left\{ S_o \frac{d\rho_o}{dP} + S_g \frac{d\rho_g}{dP} + (\rho_o - \rho_g) \frac{dS_o}{dP} \right\} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2.25)$$

Definindo a pseudopressão, P_p , para um sistema bifásico como:

$$P_p(p) = \int_{P_b}^p \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) dP \quad (2.26)$$

então,

$$\frac{\partial P_p}{\partial r} = \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \quad (2.27)$$

e

$$\frac{\partial P_p}{\partial t} = \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2.28)$$

Substituindo as equações (2.25), (2.27) e (2.28) em (2.24) obtemos :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P_p}{\partial r} \right) = \frac{\Phi \left(\frac{\zeta}{\lambda_t} \right)^*}{K} \frac{\partial P_p}{\partial t} \quad (2.29)$$

onde o termo $(\zeta/\lambda_t)^*$, é dado por:

$$\left(\frac{\zeta}{\lambda_t}\right)^* = \frac{S_o \frac{d\rho_o}{dP} + S_g \frac{d\rho_g}{dP} + (\rho_o - \rho_g) \frac{dS_o}{dP}}{\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g}} \quad (2.30)$$

A equação (2.29) é muito similar à equação diferencial do líquido pouco compressível. Porém, como o coeficiente da derivada parcial no lado direito da equação (2.29) é função da variável dependente, esta equação não é linear.

A condição de contorno interna da linha fonte para produção com vazão molar constante é:

$$\frac{2\pi Kh}{q_t} \left\{ r \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right\}_{r=0} = 1 \quad (2.31)$$

Em termos da pseudopressão a equação (2.31) fica:

$$\frac{2\pi Kh}{q_t} \left(r \frac{\partial P_p}{\partial r} \right)_{r=0} = 1 \quad (2.32)$$

Assim, a pseudopressão lineariza a condição de contorno interna. Pode-se mostrar facilmente que a condição de contorno externa também é linearizada, para produção com pressão constante ou para fronteira externa selada. Porém neste caso a saturação não é função única da pressão.

Jones(1985) demonstrou numericamente que, para um reservatório de gás e condensado sem dano, a transformada de Boltzmann é rigorosamente válida. Entretanto, para reservatórios danificados tal hipótese somente é válida para raios maiores que o raio da zona danificada.

Thompson & Vo(1988) mostraram que, na região de permeabilidade alterada, a pressão e as frações molares do líquido e do vapor, " x_i " e " y_i " correlacionam-se quase que imediatamente com a transformada de Boltzmann modificada. Entretanto, as saturações correlacionam-se com a transformada de Boltzmann para saturações de

líquido inferiores à crítica ($So < So_c$), e com a transformada de Boltzmann modificada quando $So > So_c$.

A transformada de Boltzmann modificada, $\hat{Y}$, é dada por :

$$\hat{Y} = r_s^{2(1 - K/K_s)} \frac{r^{2K/K_s}}{t} \quad (2.33)$$

Jones estudou detalhadamente o fluxo bifásico em reservatórios de gás e condensado. Efetuou uma abordagem mais geral, na qual a restrição de validade da transformada de Boltzmann não é necessária.

Jones definiu as seguintes transformadas integrais :

A integral no reservatório, $P_p^{res}(r,t)$,

$$P_p^{res}(r,t) = \int_{r_e}^r \left\{ \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right\}_t dr \quad (2.34)$$

Aqui " r_e " é o raio externo do reservatório. A integração deve ser feita tomando-se as propriedades ao longo do reservatório, para um tempo " t " qualquer.

A integral na face da formação, $P_p^{ffm}(r,t)$,

$$P_p^{ffm}(r,t) = \int_0^t \left\{ \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \right\}_r dt \quad (2.35)$$

Neste caso a integral é levada a efeito numa posição fixa qualquer, " r ", desde o instante inicial até um tempo " t " qualquer.

Nas equações (2.34) e (2.35) as variáveis dependentes são funções apenas do raio e do tempo.

Das definições anteriores temos que:

$$\frac{\partial P_p^{res}}{\partial r} = \left\{ \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right\}_t \quad (2.36)$$

e

$$\frac{\partial P_p^{ffm}}{\partial t} = \left\{ \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \right\}_r \quad (2.37)$$

Considerando que as seguintes relações são válidas :

$$\begin{aligned} S_o + S_g &= 1 \\ \rho_o &= \rho_o(p, x_i) \\ \rho_g &= \rho_g(p, y_i) \quad \text{para } i=1,2,3,\dots,n \end{aligned} \quad (2.38)$$

e que a porosidade é constante, podemos expandir o lado direito da equação (2.24) em:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho_o S_o + \rho_g S_g) &= (S_o \frac{\partial \rho_o}{\partial P} + S_g \frac{\partial \rho_g}{\partial P}) \frac{\partial P}{\partial t} \\ &+ \sum_{i=1}^n (S_o \frac{\partial \rho_o}{\partial x_i} \frac{\partial x_i}{\partial t} + S_g \frac{\partial \rho_g}{\partial y_i} \frac{\partial y_i}{\partial t}) \\ &+ (\rho_o - \rho_g) \frac{\partial S_o}{\partial t} \end{aligned} \quad (2.39)$$

Substituindo (2.36) , (2.37) e (2.39) em (2.24) a equação fica:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P_p^{res}}{\partial r} \right) = \frac{\Phi}{K} \left(f_1 \frac{\partial P_p^{ffm}}{\partial t} + f_2 + f_3 \right) \quad (2.40)$$

onde:

$$f_1 = \frac{S_o \frac{\partial \rho_o}{\partial P} + S_g \frac{\partial \rho_g}{\partial P}}{\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g}} \quad (2.41)$$

e

$$f_2 = \sum_{i=1}^n (S_o \frac{\partial \rho_o}{\partial x_i} \frac{\partial x_i}{\partial t} + S_g \frac{\partial \rho_g}{\partial y_i} \frac{\partial y_i}{\partial t}) \quad (2.42)$$

$$f_3 = (\rho_o - \rho_g) \frac{\partial S_o}{\partial t} \quad (2.43)$$

Jones demonstrou numericamente que, após o final do transiente associado ao fluxo bifásico na região danificada, a seguinte relação sempre é válida:

$$\frac{\partial P_p^{res}}{\partial t} = \frac{\partial P_p^{ffm}}{\partial t} \quad (2.44)$$

Portanto, a derivada da integral no reservatório pode ser introduzida no lado direito da equação (2.40), e o sistema fica:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P_p^{res}}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{K} f_1 \frac{\partial P_p^{res}}{\partial t} + f_2 + f_3 \quad (2.45)$$

A condição de contorno interna para produção com vazão molar constante:

$$\frac{2\pi Kh}{q_i} \left(r \frac{\partial P_p^{res}}{\partial r} \right)_{r=r_w} = 1 \quad (2.46)$$

A condição de contorno externa para um reservatório infinito:

$$\left(\frac{\partial P_p^{res}}{\partial r} \right)_{r \rightarrow \infty} = 0 \quad (2.47)$$

O sistema formado pelas equações (2.45) , (2.46) e (2.47) é semelhante ao obtido para o líquido pouco compressível. Porém, a equação (2.45) não é totalmente linearizada.

As pseudopressões na face da formação e no reservatório em termos adimensionais ficam:

$$P_{pwfD}^{ffm}(t_D) = \frac{2\pi Kh}{q_t} \int_0^{t_D} \left\{ \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) \left| \frac{\partial P}{\partial t_D} \right| \right\}_{r_D=1} dt_D \quad (2.48)$$

e

$$P_{pwfD}^{res}(t_D) = \frac{2\pi Kh}{q_t} \int_{r_D=1}^{\infty} \left\{ \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) \frac{\partial P}{\partial r_D} \right\}_{t_D} dr_D \quad (2.49)$$

Nas equações (2.48) e (2.49) t_D é calculado pela equação (2.18) e $r_D = r/r_w$.

Jones (1985) demonstrou que a integral no reservatório é o análogo do líquido pouco compressível para o caso de reservatórios de gás e condensado.

Assumindo que a pressão varia monotonicamente com o raio para qualquer instante no tempo, e que a pressão varia monotonicamente com o tempo em qualquer posição fixa no reservatório, as equações (2.34) e (2.35) podem ser facilmente reduzidas a:

$$P_p(p) = \int_{P_i}^P \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) dP \quad (2.50)$$

Para computar a pseudopressão da equação (2.50) é necessário dispor de uma maneira de obter as propriedades dos fluidos e as saturações em função da pressão. Jones propôs que a teoria do fluxo bifásico permanente fosse utilizada para determinar os perfis de composição e de saturação.

A pseudopressão do permanente, P_p^{ss} ,:

$$P_p^{ss}(P_{wf}) = \int_{P_b}^{P_{wf}} \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right)_{ss} dP \quad (2.51)$$

Em termos adimensionais a pseudopressão do permanente fica:

$$P_{pwfD}^{ss} = \frac{2\pi Kh}{q_t} (P_p^{ss}(p_i) - P_p^{ss}(p_{wf})) \quad (2.52)$$

Apresentaremos a seguir a teoria do fluxo bifásico permanente, a qual será utilizada na validação do modelo numérico e no cálculo da pseudopressão. Em capítulos subsequentes empregaremos a pseudopressão do permanente na análise de testes de pressão em reservatórios de gás e condensado.

2.3.4 A TEORIA DO FLUXO BIFÁSICO PERMANENTE

Em um reservatório de gás e condensado, tão logo a pressão de fluxo fica menor que a pressão de orvalho do gás, ocorre o fenômeno da condensação retrógrada no meio poroso. A deposição de líquido constitui-se geralmente em um impedimento ao fluxo do gás, ocasionando uma redução na permeabilidade relativa ao gás, e uma drástica diminuição da produtividade do poço.

Os trabalhos de Kniazeff e Naville (1965) e Eilerts et Alii (1965) procuravam modelar numericamente o fenômeno, para investigar o efeito da condensação na produtividade dos poços.

O'Dell e Miller (1967) apresentaram uma teoria para o fluxo bifásico permanente no meio poroso, a qual, apesar de incorretamente assumir que as velocidades das fases líquida e vapor no meio poroso eram iguais, fornecia uma solução analítica correta para o problema.

O modelo de O'Dell e Miller considera que a composição do gás na fronteira externa do reservatório permanece igual à inicial. O gás ao entrar em um determinado volume de controle com pressão menor que sua pressão de orvalho, deposita condensado, originando uma fase líquida no reservatório. O líquido inicialmente permanece imóvel, constituindo-se em um obstáculo ao fluxo do gás, reduzindo a sua permeabilidade efetiva. À medida que mais líquido é depositado, a saturação aumenta, e, quando a saturação crítica é atingida, o líquido começa a fluir. A vazão de cada fase é diretamente proporcional à permeabilidade efetiva e inversamente

proporcional à viscosidade. Portanto, com o aumento da saturação do líquido a vazão desta fase aumenta, e vazão do gás diminui. Logo, atinge-se uma condição de equilíbrio, na qual a taxa de deposição de condensado no volume de controle é igual à vazão de líquido que sai do volume de controle.

Fussel (1973) modificou a equação de O'Dell e Miller introduzindo a compressibilidade da fase líquida. Utilizando um simulador composicional investigou a validade da utilização da teoria do permanente para representar o perfil de saturação no reservatório.

Chopra & Carter (1986) demonstraram analiticamente a exatidão da teoria de O'Dell e Miller, e mostraram que a hipótese assumida por estes, de que as velocidades das duas fases eram iguais, não estava correta. A seguir é mostrado o desenvolvimento de da teoria de Chopra & Carter.

As equações diferenciais para o fluxo permanente são:

$$\frac{d}{dr} \left\{ \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} x_i + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} y_i \right) r \frac{dP}{dr} \right\} = 0 \quad (2.53)$$

e, após o somatório em "n" da equação (2.53) :

$$\frac{d}{dr} \left\{ \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) r \frac{dP}{dr} \right\} = 0 \quad (2.54)$$

O fluxo permanente tal como considerado aqui é aquele em que as variáveis P , x_i , y_i , S_o e S_g não variam com o tempo.

A condição de contorno externa para fluxo permanente é que a pressão externa seja mantida constante em um valor superior à pressão de orvalho, P_{dew} , e que a composição total do fluido na fronteira externa seja igual à inicial.

$$\begin{aligned} P(r_e, t) &= P_i > P_{dew} \\ Z_i|_{r=r_e} &= y_{i,i}, \quad 1 < i < n_c \end{aligned} \quad (2.55)$$

Aqui " P_i " é a pressão inicial, " $y_{i,i}$ " é a fração molar do componente "i" no gás inicialmente "in-place", e Z_i é a fração do componente "i" no gás "in-place".

Assume-se a hipótese de equilíbrio termodinâmico entre as fases.

Integrando-se as equações (2.53) e (2.54) em r temos:

$$r\left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} x_i + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} y_i\right) \frac{dP}{dr} = C_i \quad 1 \leq i \leq n \quad (2.56)$$

e

$$r\left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g}\right) \frac{dP}{dr} = C \quad (2.57)$$

Onde C_i e C são constantes.

Dividindo (2.56) por (2.57)

$$\frac{\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} x_i + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} y_i}{\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g}} = \frac{C_i}{C} = Z_{if} \quad (2.58)$$

A equação (2.58) é válida para qualquer ponto do reservatório. Z_{if} representa a fração molar do componente "i" no fluido em fluxo.

Como na fronteira externa o fluxo é monofásico, então:

$$Z_{if} = y_{i,I} = Z_i \quad (2.59)$$

Note que na região de duas fases Z_i não é igual a Z_{if} .

Portanto, como na equação (2.58) demonstrou-se que a composição global do fluido em fluxo é constante, pode-se concluir que a composição global do fluido em fluxo em qualquer ponto do reservatório é igual à composição inicial. Definindo a fração molar da fase líquida no fluido em fluxo por:

$$L = \frac{\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o}}{\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g}} \quad (2.60)$$

e a fração molar da fase vapor no fluido em fluxo:

$$V = \frac{\frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g}}{\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g}} \quad (2.61)$$

Então, a equação (2.58) pode ser escrita:

$$Z_{if} = Lx_i + Vy_i \quad (2.62)$$

Considerando que a composição do fluido em fluxo em qualquer ponto do reservatório é igual à composição inicial, e que assumimos a hipótese de equilíbrio termodinâmico entre as fases, então a equação (2.62) deve satisfazer a equação da expansão à composição constante do fluido inicialmente "in-place".

Dividindo a equação (2.60) pela (2.61) e rearranjando:

$$\frac{K_{ro}}{K_{rg}} = \frac{L\mu_o\rho_g}{V\mu_g\rho_o} \quad (2.63)$$

As variáveis no lado direito da equação (2.63) dependem apenas da pressão, para uma dada composição inicial do fluido "in-place", e são obtidas a partir de um flash do fluido inicial para cada pressão de interesse. As variáveis no lado esquerdo dependem somente das saturações. Portanto, a equação (2.63) representa uma forma de relacionar as saturações com as pressões no fluxo bifásico permanente.

Seja a pseudopressão do regime permanente, $P_p^{ss}(p)$:

$$P_p^{ss}(p) = \int_{P_b}^p \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right)_{ss} dP \quad (2.64)$$

então

$$\frac{dP_p^{ss}(p)}{dr} = \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) \frac{dP}{dr} \quad (2.65)$$

definindo

$$P_{pD}^{ss}(p) = \frac{2\pi Kh}{q_t} [P_p^{ss}(p) - P_p^{ss}(p_{wf})] \quad (2.66)$$

então

$$\frac{dP_{pD}^{ss}(p)}{dr} = \frac{2\pi Kh}{q_t} \frac{dP_p^{ss}(p)}{dr} \quad (2.67)$$

Substituindo (2.65) e (2.67) em (2.54), e utilizando as condições de contorno apropriadas, o sistema de equações para o fluxo bifásico permanente fica:

$$\frac{d}{dr} \left(r \frac{dP_{pD}^{ss}(p)}{dr} \right) = 0 \quad (2.68)$$

$$\left(r \frac{dP_{pD}^{ss}(p)}{dr} \right)_{r=r_w} = 1 \quad (2.69)$$

$$P_{pD}^{ss}(P_{wf}) = 0 \quad (2.70)$$

Resolvendo o sistema de equações (2.68), (2.69) e (2.70) temos que:

$$P_{pD}^{ss}(p) = \ln(r_D) \quad (2.71)$$

Em síntese, no fluxo bifásico permanente as seguintes características são verificadas:

- 1 A composição do fluido em fluxo em qualquer ponto do reservatório é igual a composição do fluido inicialmente "in-place".
- 2 As frações molares dos componentes no líquido " x_i " e no vapor " y_i " satisfazem a equação do "flash" do fluido inicial do reservatório. O número de moles no líquido e no vapor do fluido em fluxo também satisfaz o "flash" do fluido inicial.

- 3 A equação (2.63) permite calcular as saturações em qualquer ponto do reservatório, sendo conhecida a pressão e a composição do fluido original. Esta equação mostra que, em qualquer ponto do reservatório onde existam duas fases, ambas são móveis.
- 4 A pseudopressão adimensional satisfaz a equação do regime permanente para fluxo monofásico de líquido.

3 O MODELO NUMÉRICO

3.1 CARACTERÍSTICAS DO SIMULADOR NUMÉRICO

Para modelar o fluxo dos fluidos no reservatório utilizou-se um simulador composicional não comercial, com formulação totalmente implícita, desenvolvido por Gomes (1990). Neste capítulo serão descritas as características básicas do simulador, e será feita a validação do mesmo.

A discretização das equações diferenciais que descrevem o fluxo dos fluidos no meio poroso é feita pelo método das diferenças finitas, método este largamente utilizado nos simuladores comerciais atualmente em uso na indústria do petróleo.

O reservatório é discretizado pelo método dos blocos centrados, e os raios dos blocos calculados segundo uma distribuição logarítmica.

O modelo assume que o equilíbrio termodinâmico entre as fases é instantâneo, e utiliza a equação de Peng-Robinson (1976) para descrever o equilíbrio das fases e auxiliar o cálculo das propriedades dos fluidos.

O peso específico do líquido é calculado por meio da correlação de Alani-Kennedy (1960), enquanto que o da fase vapor é obtido utilizando a própria equação de estado.

A viscosidade do líquido é determinada com a correlação de Lohrenz (1964), e a do gás com a correlação de Lee-Gonzalez (1966).

A fase água tem mobilidade sempre nula em todo reservatório, e considera-se que não existe água nas fases hidrocarbonetos, nem componentes hidrocarbonetos dissolvidos na fase água. A saturação de água varia em função da pressão e da compressibilidade da água.

O modelo utiliza o método de Newton-Raphson, em conjunto com o método de eliminação Gaussiana, para solução do problema.

Considera-se que não há estocagem de fluidos no poço.

3.2 DESCRIÇÃO DOS FLUIDOS

A partir da análise PVT de amostras coletadas em dois campos distintos, foram obtidas as composições dos fluidos utilizados neste trabalho, as quais são apresentadas na tabela (3.1).

Tabela 3.1 - Composição Inicial dos Fluidos

	Frações molares (%)	
Componentes	Fluido 1	Fluido 2
N2	15.03	7.80
CO2	0.16	0.34
C1	55.11	60.39
C2	12.07	14.33
C3	7.83	9.59
C4	3.50	5.36
C5	1.55	2.16
C6	0.97	1.25
C7	0.97	1.26
C8	0.83	1.34
C9	0.51	0.76
C10	0.34	0.47
C11	0.28	1.97
C12+	0.85	
TOTAL	100.00	100.00

Para reduzir o esforço computacional durante as simulações, utilizou-se um simulador PVT comercial e reduziu-se a composição de cada fluido da tabela (3.1)

para 6 pseudocomponentes, em um procedimento conhecido como "pseudoização".

Neste processo, agrupam-se componentes com propriedades físicas próximas, os quais passam a ser representados por apenas um pseudocomponente, cujos parâmetros são calculados em função das propriedades dos componentes que lhe dão origem. As tabelas B1 e B2 apresentam os parâmetros da equação de estado para os fluidos 1 e 2.

Após a redução da composição dos fluidos para seis pseudocomponentes, os parâmetros da equação de estado foram ajustados, efetuando-se uma regressão não linear nos dados das análises PVT. Na regressão ajustou-se com a equação de estado os dados das expansões a volume constante e a composição constante, e também o valor da pressão orvalho. Na seleção das variáveis de regressão deu-se preferência para o coeficiente de interação binária entre a fração mais leve e a mais pesada, e para os parâmetros Ω_a e Ω_b destas.

Na tabela (3.2) apresentamos um resumo das características dos fluidos, e na figura (3.1) a expansão a composição constante na temperatura do reservatório.

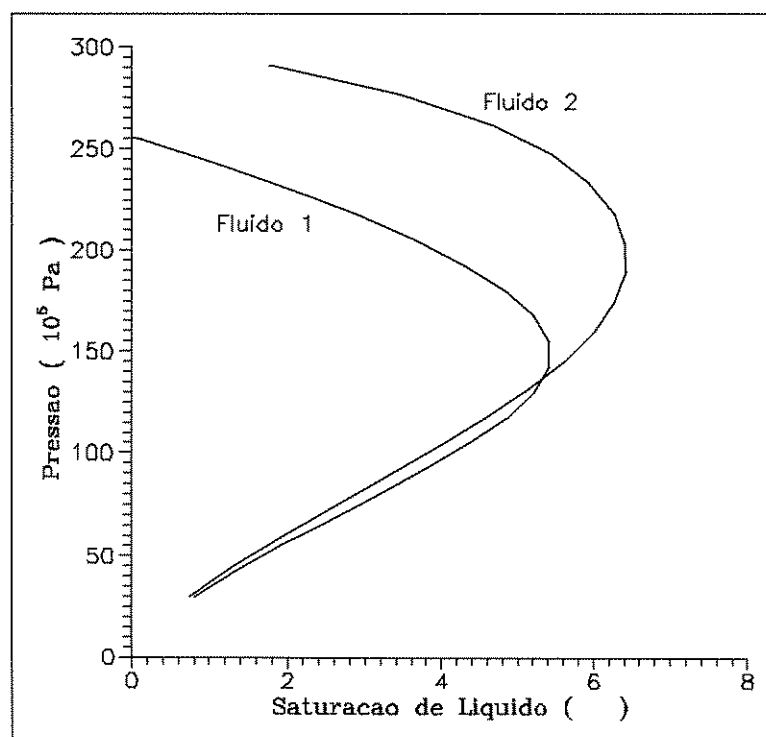


Fig. 3.1 - Expansão a composição constante

Tabela 3.2 - Resumo das Características dos Fluidos

	Fluido 1	Fluido 2
Temperatura do reservatório (K)	355.5	422.2
Pressão de orvalho (10^5 Pa)	255.9	301.6
Saturação máxima de líquido (%)	5.4	6.4

3.3 CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA

A permeabilidade relativa exerce grande influência sobre o comportamento de produção nos reservatórios de gás e condensado. Embora raramente a condensação seja de tal ordem que as saturações de líquido superem o valor crítico em todo o reservatório, nas proximidades do poço quase sempre predomina o fluxo multifásico.

A permeabilidade relativa do condensado, juntamente com a viscosidade, controlam a magnitude da saturação de líquido próxima ao poço. A permeabilidade relativa do gás determina a perda de produtividade do poço em consequência do acúmulo de líquido.

Em geral as curvas de permeabilidade relativa são obtidas em laboratório, em condições nem sempre representativas daquelas que existem em subsuperfície. Na maioria das vezes os testes em laboratório são realizados em condições de baixas pressões e temperaturas. Além disso, é prática comum determinar as curvas de permeabilidade relativa em um processo de drenagem, no qual os fluidos utilizados pertencem a um sistema gás-óleo com ponto de bolha, onde a tensão interfacial entre as fases é relativamente grande, se comparada com a de um sistema com ponto de orvalho.

Nestes experimentos a rocha é primeiramente saturada com a fase molhante, no caso o óleo, e em seguida o gás é injetado na amostra. Em virtude dos efeitos de capilaridade, o gás injetado inicialmente ocupa os poros maiores, provocando uma drástica redução na permeabilidade relativa da fase molhante, mesmo para baixas saturações de gás. As saturações críticas de gás são em geral muito pequenas, da ordem de 5 %.

Em um reservatório de gás e condensado o meio poroso encontra-se inicialmente saturado com gás, e durante o fluxo, devido a queda de pressão, a saturação de líquido aumenta, em um processo típico de embebição. A tensão interfacial entre as fases é pequena, mormente quando as condições de fluxo são próximas da crítica.

Danesh et Alii (1988) realizaram experimentos simulando fisicamente o processo de depleção em um sistema de gás e condensado. Trabalharam com amostras de testemunhos e também com um meio poroso artificial que permitia visualizar o processo de deposição do líquido. Constataram que a deposição inicial do condensado não é uniforme, sendo influenciada pela capilaridade e pela gravidade. Inicialmente o condensado acumula-se nos menores capilares não ocupados pela água, e rapidamente forma um filme contínuo molhando toda a superfície da água irredutível. Com o aumento da saturação de líquido, os poros do tipo "dead-end" começam a ser ocupados, e começa a ocorrer o bloqueio das menores gargantas de poros. Danesh efetuou também medidas da saturação crítica de líquido, encontrando valores entre 9 e 33 % na presença de água irredutível.

Em função das dificuldades práticas de se determinar curvas de permeabilidade relativa para sistemas de gás e condensado, é comum extrapolar para estes os parâmetros obtidos em um sistema com ponto de bolha. Entretanto, alguns autores recomendam que as curvas de permeabilidade sejam obtidas simulando fisicamente o processo de condensação tal como ocorre no reservatório.

Saeidi e Handy (1974) verificaram em laboratório que a relação K_g/K_o , para um sistema de gás e condensado, é menor que em um sistema equivalente com ponto de bolha, para saturações de líquido baixas e médias. Observaram também que as saturações críticas de líquido são menores nos sistemas de gás e condensado, quando comparadas com os sistemas de ponto de bolha.

Gravier et Alii (1983) efetuaram medidas da permeabilidade relativa ao gás e das saturações críticas de líquido em amostras de um reservatório carbonático de gás e condensado, em condições similares às encontradas em subsuperfície. Constataram que a redução da permeabilidade relativa ao gás é maior que em um sistema gás-óleo convencional. As saturações críticas de líquido medidas foram altas, com valor médio em torno de 36 %. Gravier não foi capaz de obter uma correlação entre o valor da saturação crítica e as propriedades petrofísicas das amostras utilizadas no experimento.

Hinchman (1985) realizou experimentos de simulação numérica composicional em reservatórios de gás e condensado, e verificou que a permeabilidade relativa é o parâmetro que tem maior influência na perda de produtividade dos poços. Hinchman observou também que a previsão da perda de produtividade dos poços é pessimista, quando se utilizam curvas de drenagem em um sistema de gás e condensado.

Na figura (3.2) apresentamos as curvas de permeabilidade relativa utilizadas neste trabalho.

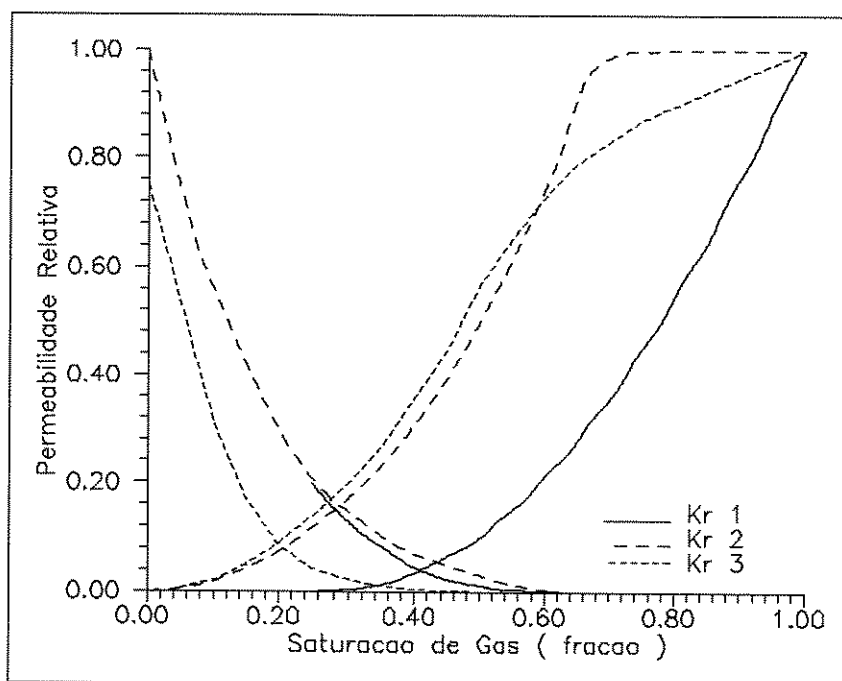


Fig. 3.2- Curvas de permeabilidade relativa

A curva 1 apresenta uma redução mais acentuada na permeabilidade ao gás com o aumento da saturação de líquido, e tem saturação crítica de líquido de 30% . A curva 2 tem saturação crítica de líquido de 38 % , e como característica marcante o fato de que a permeabilidade ao gás permanece praticamente inalterada até que a saturação de líquido atinja o valor de 32 %, quando então se observa uma drástica redução na permeabilidade do gás. A curva 3 é a mais desfavorável ao fluxo do condensado, pois a saturação crítica de líquido é de 50 %, e os valores de permeabilidade ao líquido são menores que nas demais curvas. A curva 2 foi extraída do trabalho de Jones (1988), e segundo o autor foi obtida em laboratório. As curvas 1 e 3 foram obtidas por meio de correlações empíricas.

3.4 VALIDAÇÃO DO MODELO NUMÉRICO

Para validar o simulador numérico foram simulados vários casos de fluxo no meio poroso, e os resultados do simulador comparados com as soluções analíticas.

Para fluxo monofásico de gás foram simulados casos com vazão de produção constante, nos regimes transiente e influenciado por fronteira.

Para testar o simulador em condições de fluxo multifásico, utilizaremos as soluções analíticas para fluxo bifásico permanente desenvolvidas no capítulo anterior. Para o caso de fluxo multifásico no regime transiente não existem soluções analíticas exatas na literatura, porém as transformadas integrais de Jones podem ser utilizadas.

Antes de iniciar o processo de simulação numérica propriamente dito, foram realizadas diversas simulações para testar a influência dos erros de truncamento sobre os resultados finais. Verificou-se que, para fluxo monofásico de gás, é possível utilizar uma malha mais grosseira, sem que isso implique em erros significativos. Nos casos estudados, uma discretização do reservatório com 15 blocos já fornecia resultados satisfatórios. Entretanto, para fluxo multifásico tal discretização mostrou-se inadequada, gerando distorções nos resultados finais. Em geral, nestes casos, com uma malha de 50 blocos os resultados obtidos eram satisfatório.

Fussel (1973) reportou que a performance de simuladores composicionais é dependente do erro de balanço de massa dos componentes individualmente.

Para garantir que os erros de balanço de material estejam dentro de limites aceitáveis, foi incorporada ao simulador uma rotina interna, que testa após cada iteração, o erro de balanço de balanço de massa para cada componente. A simulação é interrompida sempre que os erros de balanço acumulados forem maiores que 0,001% e os erros de balanço no "time- step" forem maiores que 0,01 %.

Na tabela (3.3) apresentamos os dados de entrada utilizados nas simulações para validação do modelo numérico. Na coluna 2 estão os dados de entrada para o caso de fluxo monofásico de gás, e na coluna 3 os dados para fluxo bifásico permanente.

Tabela 3.3 - Dados das simulações para validar o modelo numérico

	Fluxo Monofásico	Fluxo bifásico permanente
Fluido	2	2
Permeab. relativa	1	2
P_i (MPa)	35,03	30,63
S	0 e 5	0
q_t (Mol-Kg/s)	0,5	0,4
K (10^{-15} m ²)	100,0	100,0
ϕ (fração)	0,14	0,14
h (m)	16,0	16,0
S_w	0,0	0,0
r_e (m)	500,0	150,0
r_w (m)	0,108	0,108
N_b	50	50
μ_i (10^{-4} Pa.s)	0,4658	0,4161
C_{ui} (10^{-7} 1/Pa)	0,1387	0,1757
P_{wfs} (MPa)	32,65 e 31,55	29,05
tp_{DA}	0,49	33,18

3.4.1 VALIDAÇÃO PARA FLUXO MONOFÁSICO DE GÁS

Para o fluxo monofásico de gás, a linearização da equação de fluxo é mais complexa que no caso do líquido pouco compressível.

Al-Hussainy (1966) aplicou o conceito das transformadas integrais de Kirchhoff ao problema do fluxo de gás no reservatório, e introduziu a pseudopressão do gás real:

$$P_p(p) = 2 \int_{P_b}^p \frac{P}{\mu(p)Z(p)} dp \quad (3.1)$$

Na equação (3.1) P_b é uma pressão de referência arbitrária. Al-Hussainy demonstrou que o emprego da pseudopressão do gás real lineariza as condições de contorno, e parcialmente lineariza a equação diferencial que descreve o fluxo de gás no meio poroso.

A equação diferencial escrita em termos da pseudopressão fica:

$$\nabla^2 P_p = \frac{\phi \mu C_t}{K} \frac{\partial P_p}{\partial t} \quad (3.2)$$

A equação (3.2) não é linear, visto que o coeficiente (μC_t) no lado direito da equação é dependente da pressão. No entanto, foi demonstrado que, se a viscosidade e a compressibilidade do gás forem consideradas constantes, e estimadas na pressão inicial do reservatório, a equação é linearizada, e as soluções para o gás em termos da pseudopressão correlacionam-se muito bem com as do líquido pouco compressível. Porém, caso ocorram grandes variações no produto μC_t , como em testes com pressões muito baixas, erros significativos podem ser introduzidos.

Agarwal (1979) estudou o problema da interpretação da estática em reservatórios de baixa permeabilidade e fraturados hidráulicamente, e introduziu o conceito de pseudotempo do gás real, que leva em conta as variações no produto " μC_t ".

Apresentaremos a seguir soluções analíticas da equação (3.2) para diferentes condições de contorno externa e interna, resultados estes que serão usados na validação do modelo numérico para fluxo monofásico.

Utilizaremos uma forma equivalente da pseudopressão de Al-Hussainy, P_p^{mon} , definida para fluxo monofásico como:

$$P_p^{mon}(p) = \int_{P_b}^p \frac{\rho_g}{\mu_g} dp \quad (3.3)$$

Definindo o tempo adimensional, t_D , como:

$$t_D = \frac{K t}{\phi(\mu C_i)_i r w^2} \quad (3.4)$$

E a pseudopressão adimensional, P_{pwfD}^{mon} :

$$P_{pwfD}^{mon} = \frac{2\pi kh}{q_i} [P_p^{mon}(p_i) - P_p^{mon}(p_{wf})] \quad (3.5)$$

A viscosidade e a compressibilidade na equação (3.4) são avaliadas na pressão inicial do reservatório. Nas definições anteriores o índice "mon" é usado para distinguir esta pseudopressão de outras que serão definidas para o caso de fluxo multifásico.

3.4.1.1

VAZÃO DE PRODUÇÃO CONSTANTE, REGIME TRANSIENTE

Para fluxo monofásico de gás com vazão constante na face da formação, a resposta em termos da pseudopressão do gás real correlaciona-se com a solução do líquido pouco compressível.

Para $t_D > 100$, e após o final do transiente na região danificada, a pseudopressão do gás real é dada por:

$$P_{pwfD}^{mon}(t_D) = \frac{1}{2}[\ln(t_D) + 0.80907] + S \quad (3.6)$$

A figura (3.3) apresenta um gráfico da pseudopressão adimensional em função do logaritmo do tempo adimensional. A linha contínua é obtida computando-se a pseudopressão pelo lado direito da equação (3.6), ou seja, é a solução do líquido pouco compressível. A curva formada por asteriscos é a pseudopressão calculada pela equação (3.5), a partir dos resultados do simulador. O tempo adimensional é calculado pela equação (3.4). Observa-se uma excelente coerência entre os resultados do simulador e a solução analítica. O desvio observado para tempos longos deve-se à influência das fronteiras externas do reservatório.

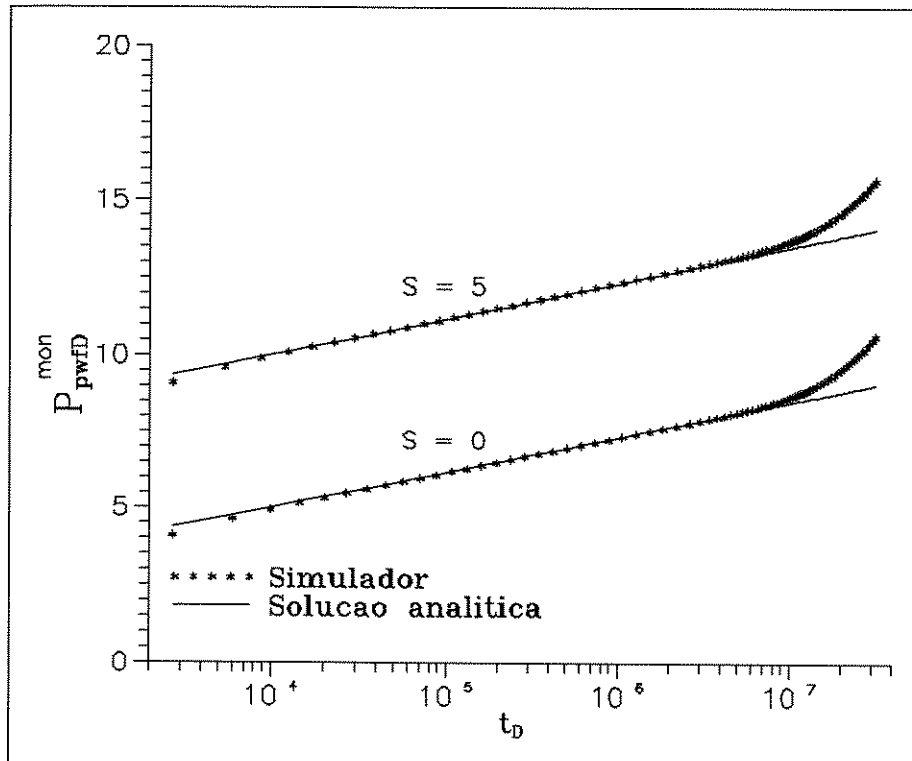


Fig. 3.3 Resultados do simulador x solução analítica, fluxo monofásico, vazão constante, regime transiente

3.4.1.2 VAZÃO DE PRODUÇÃO CONSTANTE, INFLUÊNCIA DE FRONTEIRAS

Para fluxo monofásico de gás, com vazão de produção constante na face da formação, sob a influência das fronteiras externas seladas, a solução analítica é dada por:

$$P_{pwfD}^{mon}(t_{DA}) = 2\pi t_{DA} + \ln(r_e/r_w) - 0.75 + S \quad (3.7)$$

para

$$t_{DA} > 0.1 \quad \text{onde} \quad t_{DA} = \frac{t_D r_w^2}{A} \quad (3.8)$$

A figura (3.4) apresenta os mesmos dados da figura (3.3), porém o tempo adimensional é calculado pela equação (3.8). A linha contínua representa a pseudopressão adimensional calculada pelo lado direito da equação (3.7), e a curva formada por asteriscos é a pseudopressão calculada pela equação (3.5). Observa-se uma excelente concordância entre a resposta do simulador e a solução analítica para tempos adimensionais maiores que 0,1.

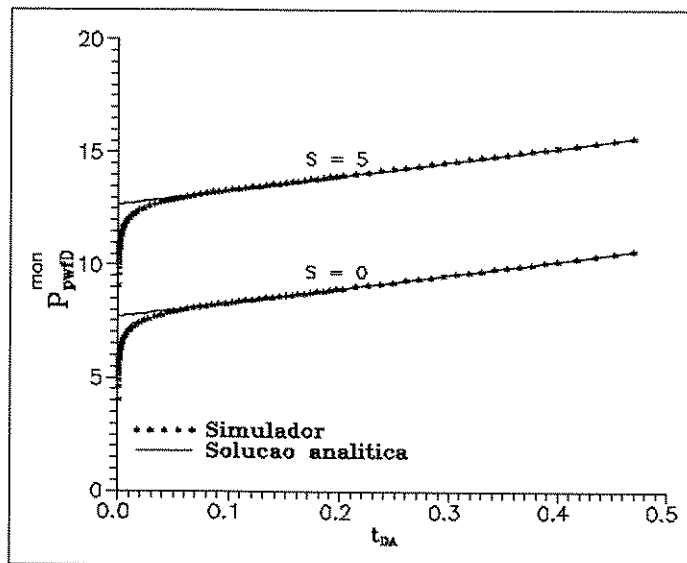


Fig. 3.4 Resultados do simulador x solução analítica, fluxo monofásico, vazão constante, influência de fronteiras

Embora não esteja mostrado na figura anterior, para tempos de produção longos os valores numéricos desviam-se por baixo da solução analítica dada pela equação (3.7). Reynolds et alii(1987) mostraram que o erro é menor que 1 % para $0,07 \leq t_{DA} \leq 0,3$.

3.4.2 VALIDAÇÃO PARA FLUXO BIFÁSICO PERMANENTE

Para verificar a exatidão da resposta do simulador sob o regime de fluxo multifásico, foi utilizada a teoria do fluxo bifásico permanente apresentada no capítulo precedente.

Para obter os dados no regime permanente, o reservatório foi produzido por meio de um único poço centralizado, com a vazão molar total constante, vazão esta definida de forma que a pressão de fundo ficasse abaixo da pressão de orvalho do gás inicialmente "in-place", garantindo assim o aparecimento da segunda fase no reservatório. Na fronteira externa do reservatório um poço injetava gás com a composição igual à composição inicial, e com vazão igual a vazão de produção. Desta forma, após um tempo suficientemente longo, era atingido o regime permanente. Entretanto, para tempos curtos, passa-se primeiro pelo regime transiente.

Como mostrado na tabela (3.3), na simulação foi utilizada a curva de permeabilidade relativa 2, e a composição do fluido 2. Os dados do período permanente mostrados nas figuras a seguir correspondem a um tempo de produção de 27 dias, muito posterior ao início do período permanente.

A figura (3.5) apresenta a variação da composição global do fluido em fluxo em função do tempo adimensional. É mostrado o comportamento das frações molares dos pseudocomponentes 1 e 6 no fluido em fluxo na face da formação. As frações molares estão normalizadas em relação às frações molares dos mesmos componentes no fluido originalmente "in-place". O pseudocomponente 1 é o mais leve de todos, com peso molecular de 19.19, enquanto que o pseudocomponente 6 é o mais pesado, com peso molecular de 340.88.

Para tempos curtos o fluido em fluxo fica mais pobre, devido a deposição do condensado no meio poroso, condensado este que permanece imóvel até que a

saturação crítica de líquido seja atingida. Tal comportamento é evidenciado pela redução da fração molar do pseudocomponente 6 em relação à composição inicial. A fração molar do pseudocomponente 1 sofre um pequeno acréscimo, porém a variação é bem menor que a da fração pesada. Com o aumento do tempo de produção o condensado começa a fluir, e para tempos longos atinge-se o equilíbrio, e as frações molares normalizadas tendem para a unidade, indicando que a composição do fluido em fluxo fica igual a do fluido inicial.

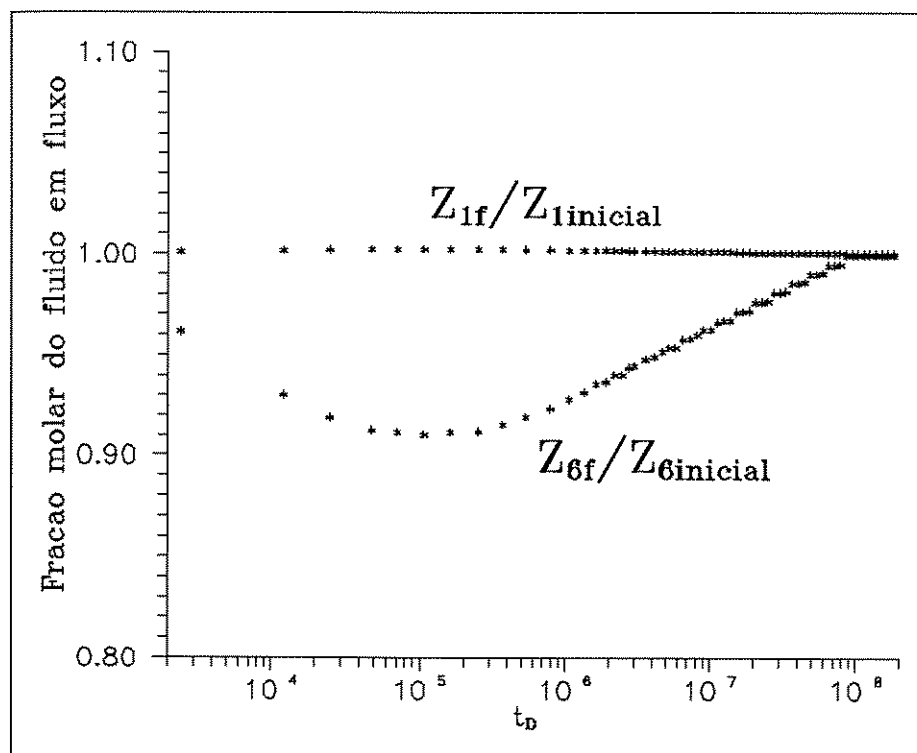


Fig. 3.5 Fluxo bifásico permanente, composição global do fluido em fluxo na face da formação

A figura (3.6) apresenta a saturação de condensado, e a fração molar do pseudocomponente 1 na fase líquida em função do raio adimensional. A fração molar está normalizada em relação à fração molar do pseudocomponente 1 no líquido no ponto de orvalho. Os asteriscos representam os resultados da simulação de fluxo, e a linha contínua as soluções analíticas obtidas com a teoria do fluxo bifásico permanente.

Para determinar as saturações de condensado com a teoria do permanente, inicialmente é feito um flash do gás inicial para a pressão em cada ponto do reservatório, sendo obtidas as composições das fases líquido e vapor, e suas frações molares na mistura total. Em seguida são calculadas as propriedades de cada fase, e estimado o lado direito da equação (2.63). Com o valor da relação K_{ro}/K_{rg} assim obtido, estima-se facilmente a saturação de líquido a partir da curva de permeabilidade relativa.

Na figura (3.6) nota-se que a equivalência entre as soluções analíticas e os resultados do simulador é excelente.

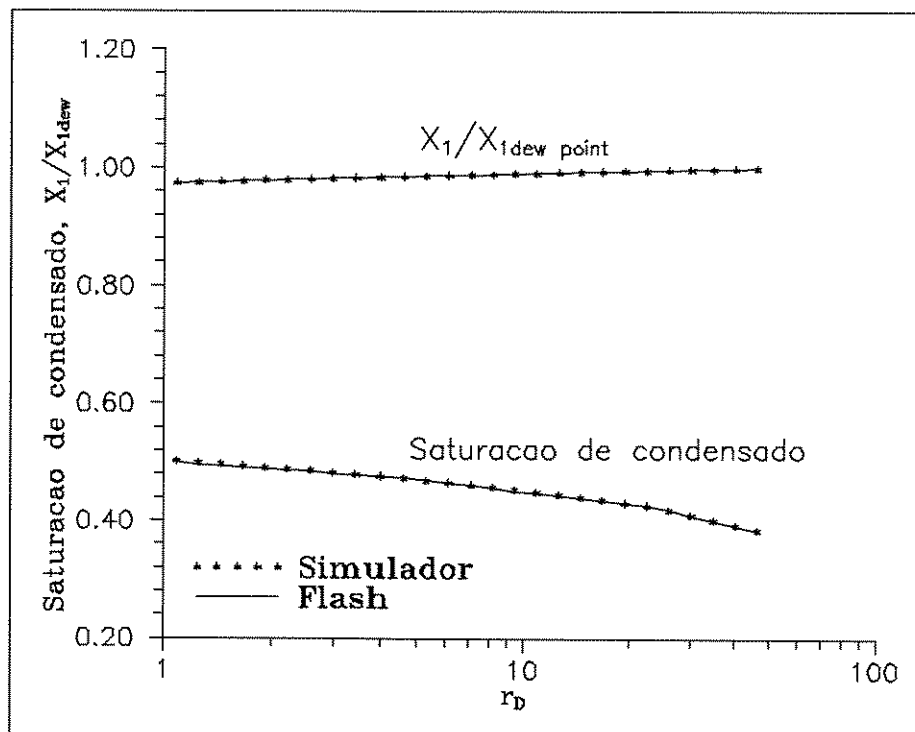


Fig. 3.6 Resultados do simulador x solução analítica, fluxo bifásico permanente

A figura (3.7) é um gráfico semilog da pseudopressão adimensional em função do raio adimensional. A linha contínua neste gráfico é a solução do líquido pouco compressível para o regime permanente, e a pseudopressão foi calculada com a equação (2.66) a partir dos dados da simulação. A equivalência entre os resultados é excelente.

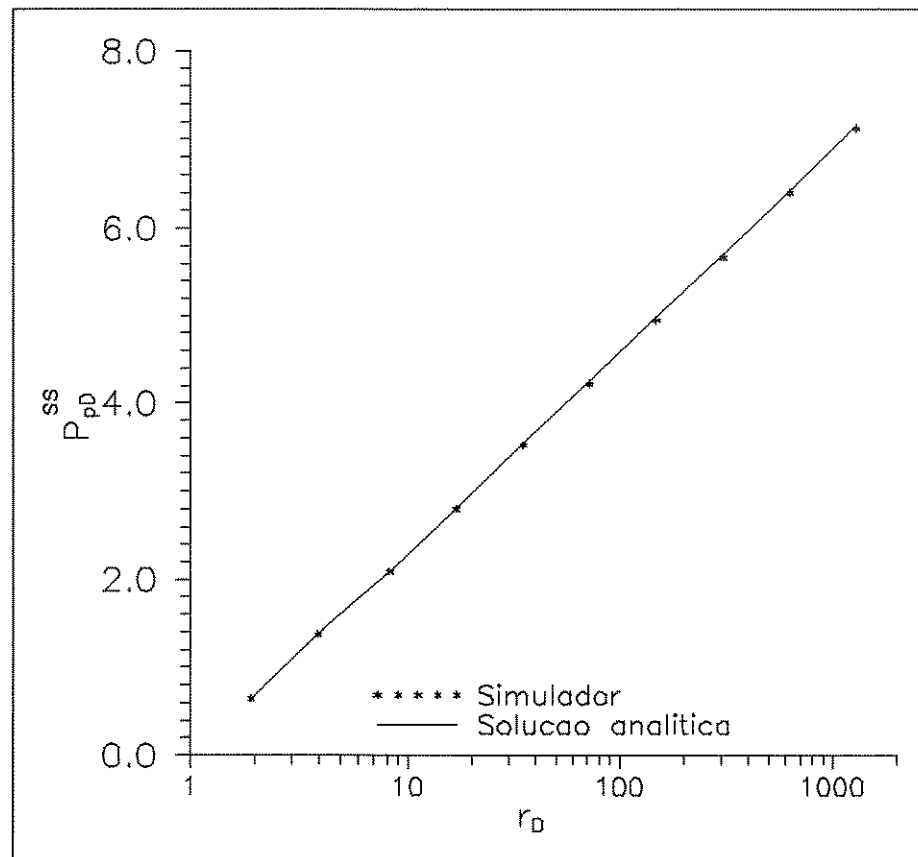


Fig. 3.7 Resultados do simulador x solução analítica, fluxo bifásico permanente, pseudopressão versus raio

4 A INTERPRETAÇÃO DE TESTES TRANSIENTES DE PRESSÃO

4.1 A INTEGRAL NO RESERVATÓRIO E A INTEGRAL NA FACE DA FORMAÇÃO

As integrais de pseudopressão de Jones(1985) tem grande importância do ponto de vista teórico, e por este motivo faremos uma breve revisão do seu comportamento.

A Integral no Reservatório, P_{pwfD}^{res} :

$$P_{pwfD}^{res}(t_D) = \frac{2\pi Kh}{q_t} \int_{r_D=1}^{\infty} \left\{ \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) \frac{\partial P}{\partial r_D} \right\}_{t_D} dr_D \quad (4.1)$$

A Integral na Face da Formação, P_{pwfD}^{ffm} :

$$P_{pwfD}^{ffm}(t_D) = \frac{2\pi Kh}{q_t} \int_0^{t_D} \left\{ \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) \left| \frac{\partial P}{\partial t_D} \right| \right\}_{r_D=1} dt_D \quad (4.2)$$

A figura (4.1) apresenta um gráfico com as integrais no reservatório e na face da formação, para um período de fluxo com vazão molar total constante, em um reservatório infinito e sem dano. A linha tracejada nessa figura representa a integral no reservatório, calculada com os dados da simulação de fluxo por meio da equação (4.1). Os asteriscos representam a integral na face da formação calculada por meio da equação (4.2), e a linha cheia é a solução analítica do líquido pouco compressível. A coluna identificada como caso 1, na tabela (4.1), reporta os dados de entrada utilizados nesta simulação.

A seta na figura (4.1) indica o instante em que a permeabilidade relativa ao gás começa a ser reduzida em virtude de condensação retrógrada no reservatório.

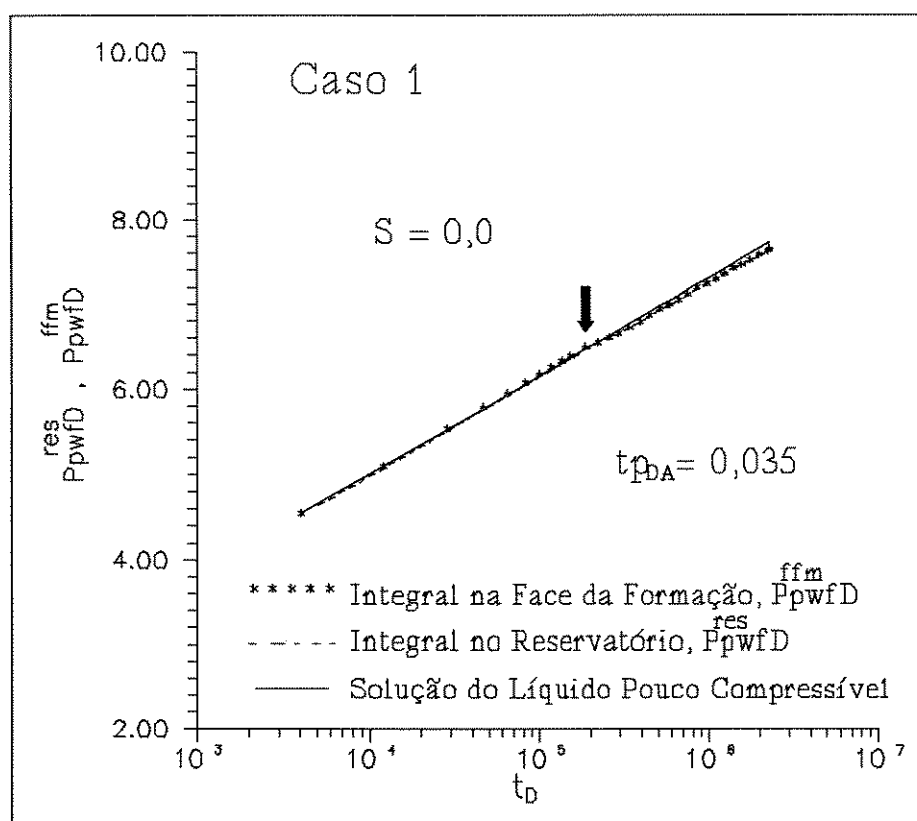


Fig.4.1 As integrais no reservatório e na face da formação, caso 1, $S = 0,0$

Nota-se que as integrais no reservatório e na face da formação são equivalentes, e correlacionam-se muito bem com a solução do líquido pouco compressível. A equivalência entre as integrais no reservatório e na face da formação reflete o fato de que, para um reservatório sem dano, ou na zona virgem de um reservatório danificado, a transformada de Boltzmann é válida.

A partir do instante em que a permeabilidade relativa ao gás começa a ser afetada pela presença da segunda fase, ambas as integrais desviam-se por baixo em relação à solução do líquido, com um desvio em geral muito pequeno. Para tempos longos as integrais no reservatório e na face da formação ficam paralelas à solução do líquido.

A figura (4.2) apresenta as integrais no reservatório e na face da formação, para um período de fluxo com vazão molar total constante em um reservatório infinito e danificado. As curvas são identificadas segundo a mesma convenção usada na figura anterior. A seta cheia indica o instante em que a permeabilidade ao gás começa a ser reduzida pela deposição do condensado, e a seta vazada marca o instante em que é atingido o regime de fluxo "permanente" na zona danificada. Não há influência das fronteiras externas do reservatório nos dados mostrados na figura (4.2).

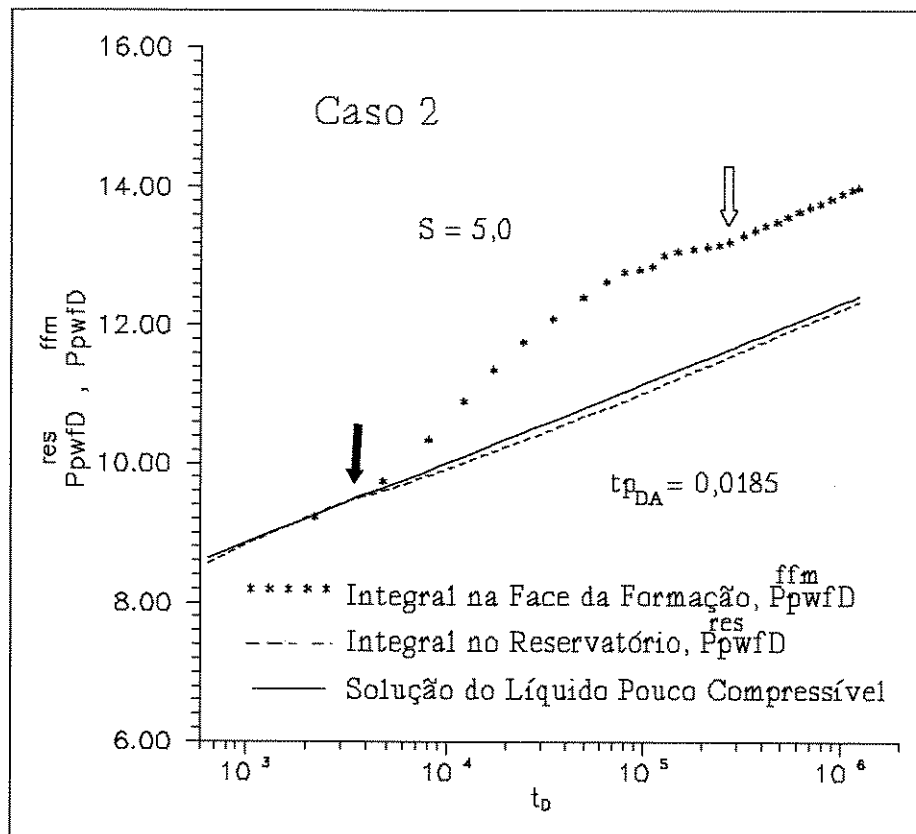


Fig.4.2 As integrais no reservatório e na face da formação, caso 2, $S = 5,0$

Observa-se na figura (4.2) que, para tempos curtos, a integral no reservatório e a integral na face da formação correlacionam-se com a solução do líquido pouco compressível.

A partir do instante em que a permeabilidade relativa ao gás começa a ser afetada pela presença do condensado, a integral no reservatório desvia-se por baixo

em relação à solução do líquido, como ocorre quando não existe dano, e a integral na face da formação apresenta um crescimento brusco em relação à solução do líquido. Neste período predomina um transiente de fluxo multifásico na região danificada, durante o qual a declividade da integral na face da formação reflete a permeabilidade absoluta desta zona.

Para tempos longos, após atingido o regime de fluxo "permanente" na zona danificada, as integrais na face da formação e no reservatório voltam a ser paralelas, com uma declividade igual à da solução do líquido pouco compressível, refletindo a permeabilidade absoluta da zona virgem.

Na figura (4.3) apresentamos um gráfico com as integrais no reservatório e na face da formação, para um período de fluxo com vazão molar total constante, em um reservatório infinito e estimulado. Observa-se que neste caso a correlação das integrais de pseudopressão com a solução do líquido também é muito boa, como no caso em que o fator de película é nulo.

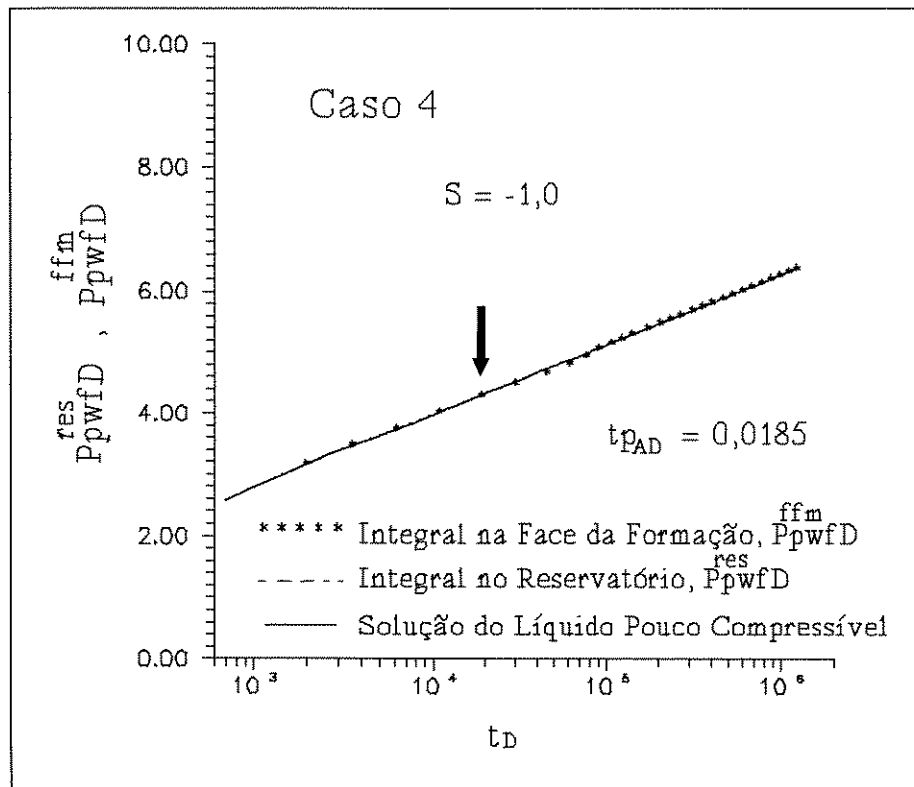


Fig.4.3 As integrais no reservatório e na face da formação, caso 4, $S = -1,0$

Jones(1985) demonstrou que a integral no reservatório é um excelente análogo do líquido pouco compressível, e correlaciona-se muito bem com esta solução, tanto para o caso de reservatórios sem dano, como para reservatórios danificados ou estimulados.

Tabela 4.1 - Dados das Simulações de Fluxo

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Fluido	2	1	1	1
Permeab. Rel.	1	2	2	2
P_i (MPa)	31,56	27,33	25,62	27,33
S	0,0	5,0	5,0	-1,0
q_t (Mol-Kg/s)	0,05	0,1	0,1	0,2
K (10^{-15} m ²)	9,87	9,87	9,87	9,87
ϕ (fração)	0,14	0,14	0,14	0,14
h (m)	16,0	16,0	16,0	16,0
S_w	0,0	0,0	0,0	0,0
r_e (m)	500,0	500,0	500,0	500,0
r_w (m)	0,108	0,108	0,108	0,108
N_b	100	100	100	100
N_{bs}		15	15	15
r_{sD}		3,55	3,55	3,55
μ_i (10^{-4} Pa.s)	0,4268	0,4032	0,3794	0,4032
C_u (10^{-7} 1/Pa)	0,1729	0,2081	0,2271	0,2081
P_{wfs} (MPa)	28,26	20,32	18,92	21,84
tp_{DA}	0,035	0,0185	0,0175	0,0185

Definiremos a função mobilidade total do sistema, λ_v pela equação:

$$\lambda_v(r,t) = \frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \quad (4.3)$$

Para o período de estática, a integral no reservatório, P_{pwsD}^{res} , é dada pela seguinte equação:

$$\begin{aligned} P_{pwsD}^{res}(\Delta t_D) = & \frac{2\pi Kh}{q_t} \int_{r_D=1}^{\infty} \left[\left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) \frac{\partial P}{\partial r_D} \right]_{tp_D} dr_D \\ & - \frac{2\pi Kh}{q_t} \int_{r_D=1}^{\infty} \left[\left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) \frac{\partial P}{\partial r_D} \right]_{\Delta t_D} dr_D \end{aligned} \quad (4.4)$$

Onde "tp" é o tempo de produção, e "Δt" é o tempo de fechamento.

Assumindo que a pressão varia monotonicamente com o raio em qualquer instante no tempo, e que a pressão varia monotonicamente com o tempo em qualquer posição fixa do reservatório, as equações (4.1) e (4.2) reduzem-se respectivamente a:

$$P_{pwfD}^{res}(t_D) = \frac{2\pi Kh}{q_t} \int_{P_{wf}}^{P_i} \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) dP \quad (4.5)$$

$$P_{wfD}^{ffm}(t_D) = \frac{2\pi Kh}{q_t} \int_{P_{wf}}^{P_i} \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) dP \quad (4.6)$$

Note que os integrandos das equações (4.5) e (4.6) não são necessariamente iguais, pois na primeira a integração de P_{wf} até P_i é feita tomando-se os perfis de composição e saturação ao longo do reservatório, e na segunda a integração é feita na face da formação.

Adotando a mesma hipótese de monotonicidade usada anteriormente, a equação (4.4) reduz-se a :

$$P_{pwsD}^{res}(t_D) = \frac{2\pi Kh}{q_t} \int_{P_{wfs}}^{P_{ws}} \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) dP \quad (4.7)$$

Portanto, em se dispendo de uma maneira de obter a mobilidade total em função da pressão ao longo do reservatório, então é possível computar a pseudopressão, e interpretar corretamente um teste transiente de pressão em um reservatório de gás e condensado, ainda que os efeitos devido ao fluxo multifásico estejam predominando.

Na figura (4.4) temos um gráfico da função mobilidade total, " λ_t ", em função da pressão, para o caso 2 da tabela (4.1). Os asteriscos representam a mobilidade total ao longo do reservatório para um instante de tempo fixo no final do período de fluxo. A linha contínua mostra a função mobilidade obtida monitorando-se a variação das propriedades ao longo do tempo em uma posição fixa na zona virgem, ou seja, imediatamente após a zona danificada. A linha tracejada grossa é a mobilidade total obtida monitorando-se as variações das propriedades no poço. A linha tracejada fina é a mobilidade do permanente que será discutida mais a frente.

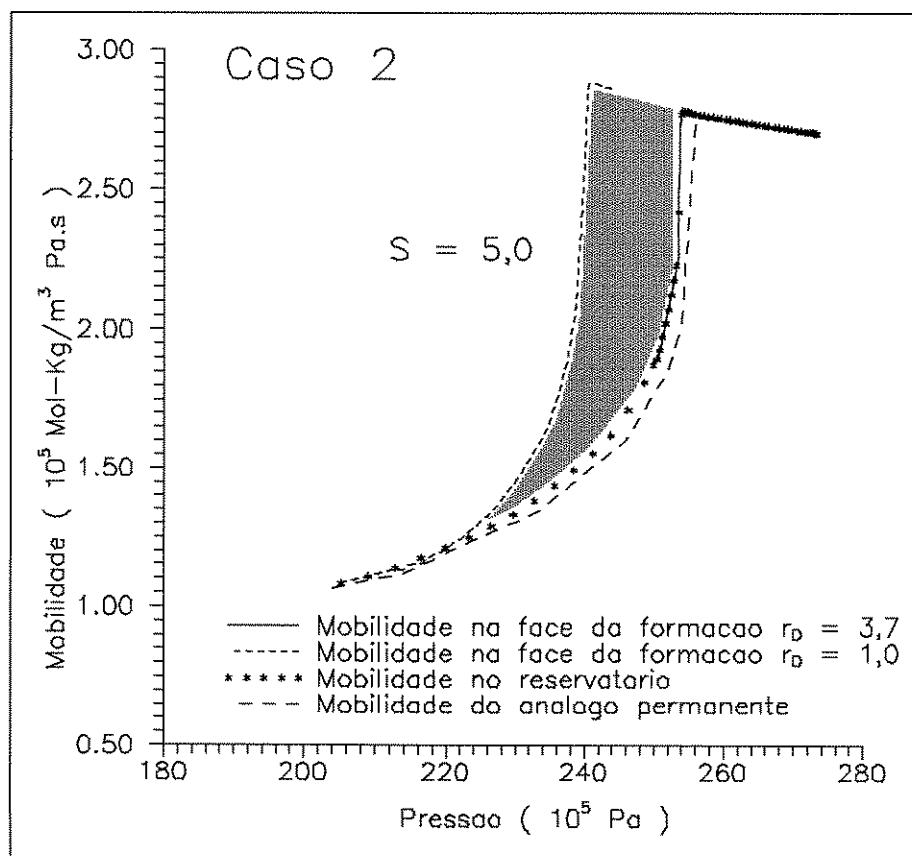


Fig.4.4 Mobilidade total no reservatório, na face da formação, e do permanente, caso 2

Quando a transformada de Boltzmann é válida, como no caso em que não existe dano, ou na zona virgem de um reservatório danificado, a medição do perfil de uma dada variável ao longo do tempo na face da formação, permite obter o perfil desta mesma variável ao longo do reservatório em um instante de tempo fixo qualquer. Nessas condições, a mobilidade total na face da formação é equivalente à mobilidade total no reservatório, como pode ser visto na figura (4.4).

Em um reservatório danificado a mobilidade total na face da formação, quando determinada no poço ou na zona de permeabilidade alterada, é diferente da mobilidade total no reservatório, no período em que predomina o transiente de fluxo bifásico na zona danificada. Esta diferença explica a discrepância observada entre a integral no reservatório e na face da formação quando o fator de película é diferente de zero.

Embora a mobilidade total no reservatório seja a função que se deve conhecer, para interpretar de modo satisfatório um teste de pressão sob regime multifásico, as medições efetuadas no poço aproximam melhor a mobilidade na face da formação. Assim, a zona danificada funciona como um filtro que distorce as informações e dificulta o trabalho do intérprete.

4.2 O ANÁLOGO MONOFÁSICO

Este item analisa as possibilidades e implicações da utilização do análogo monofásico, para interpretar um teste de pressão em um reservatório de gás e condensado, na presença do fenômeno da condensação retrógrada no meio poroso. Tal análise se justifica pela simplicidade de aplicação do método, e também porque em geral este é o método mais utilizado na prática.

A função mobilidade utilizada para calcular a pseudopressão do análogo monofásico é dada pela seguinte equação :

$$\lambda_t^{mon}(P) = \frac{\rho_g}{\mu_g} \quad (4.8)$$

Note que esta função não leva em conta a presença da fase líquida no reservatório, a redução da permeabilidade relativa ao gás devido ao aumento na saturação de líquido, nem as variações nas propriedades do gás devido aos efeitos composicionais.

A figura (4.5) faz a comparação entre a mobilidade monofásica dada pela equação (4.8), com a mobilidade total no reservatório, dada pela equação (4.3).

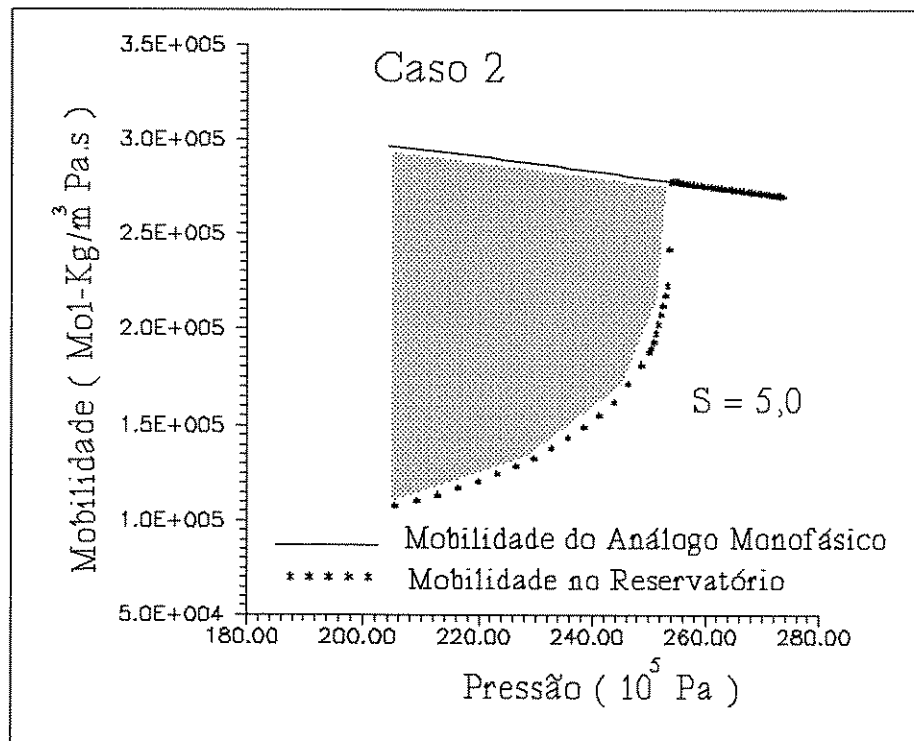


Fig.4.5 Mobilidade monofásica e mobilidade no reservatório, caso 2

Analisando a figura (4.5) nota-se que, para altas pressões, desde a pressão inicial até o ponto em que a permeabilidade relativa ao gás começa a ser reduzida pela deposição do líquido, as duas funções são essencialmente iguais. Nas baixas pressões a mobilidade do monofásico assume valores muito superiores à mobilidade total no reservatório, divergindo tanto em magnitude quanto em declividade.

Nas figuras (4.6) e (4.7) é feita a correlação das pseudopressões do análogo monofásico com a solução do líquido pouco compressível para os casos 1 e 2. A pseudopressão adimensional do período de fluxo é plotada em função do logaritmo do tempo de fluxo adimensionalizado, e a pseudopressão adimensional do período

de estática é plotada em função do logaritmo do tempo de fechamento adimensionalizado.

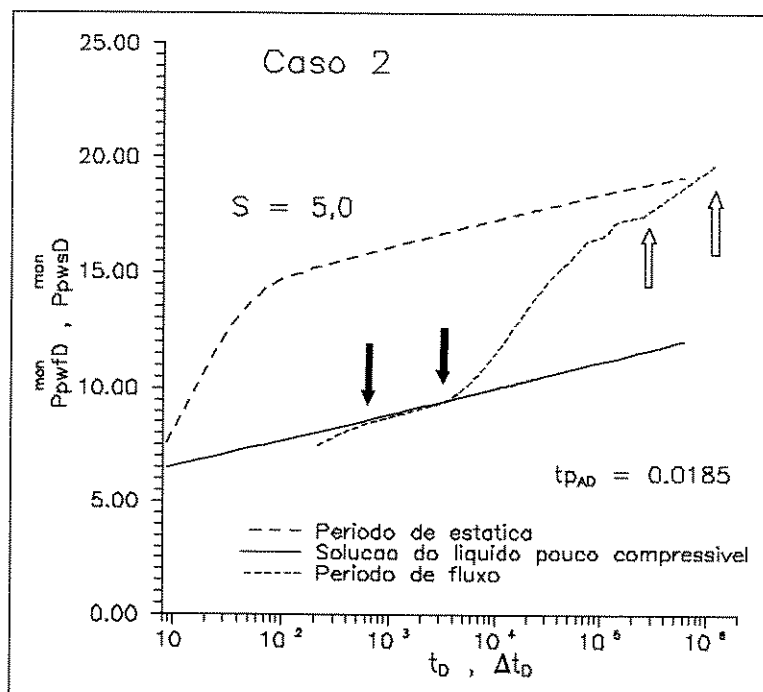


Fig.4.6 Correlação do análogo monofásico com a solução do líquido pouco compressível, caso 2

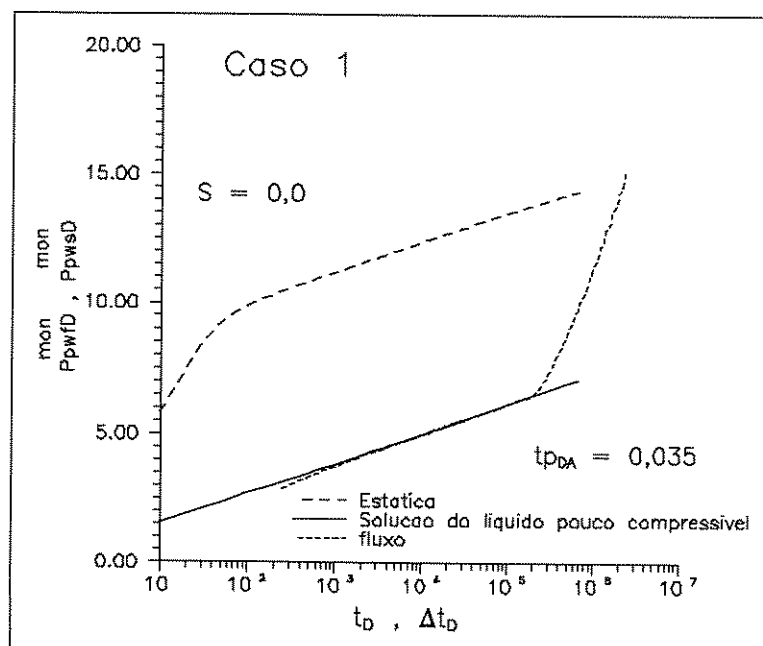


Fig.4.7 Correlação do análogo monofásico com a solução do líquido pouco compressível, caso 1

A pseudopressão adimensional do período de fluxo, P_{pwfD}^{mon} , representada pela linha pontilhada fina nas figuras (4.6) e (4.7), é obtida pela seguinte equação:

$$P_{pwfD}^{mon}(t_D) = \frac{2\pi Kh}{q_t} \int_{P_{wf}}^{P_i} \frac{\rho_g}{\mu_g} dP \quad (4.9)$$

A pseudopressão adimensional do período de estática, P_{pwsD}^{mon} , representada pela linha pontilhada grossa, é dada pela equação:

$$P_{pwsD}^{mon}(\Delta t_D) = \frac{2\pi Kh}{q_t} \int_{P_{wfs}}^{P_{ws}} \frac{\rho_g}{\mu_g} dP \quad (4.10)$$

4.2.1 ANÁLISE DO PERÍODO DE FLUXO

No início do fluxo existe um período, delimitado pelas setas cheias na figura (4.6), no qual a pseudopressão adimensional do análogo monofásico correlaciona-se muito bem com a solução do líquido. Este trecho prolonga-se até o instante em que a permeabilidade relativa do gás começa a ser reduzida pela deposição do líquido. Os pontos que caem nesse trecho podem ser analisados pelo análogo monofásico, fornecendo os valores corretos para o fator de película e para a permeabilidade absoluta.

Infelizmente, na prática, estes pontos geralmente estão afetados por fenômenos transientes que predominam nos tempos curtos. Como veremos mais adiante, uma vez que a pressão de fluxo tenha caído abaixo da pressão de orvalho do gás, o crescimento da saturação de líquido é muito rápido, e a redução da permeabilidade relativa ao gás é quase que imediata, dependendo da curva de permeabilidade relativa.

Em reservatórios com dano elevado, ou quando a pressão inicial é igual ou muito próxima da pressão de orvalho, o período analisável pelo análogo monofásico é muito curto, podendo vir a ser totalmente mascarado durante a autolimpeza do poço, pela estocagem, ou por variações de vazão comuns no início do fluxo. É muito

desejável a obtenção de um período analisável pelo análogo monofásico livre desses efeitos espúrios no curto tempo. A utilização de uma vazão de teste baixa pode prolongar a duração deste período. Porém, a vazão mínima de teste é limitada por questões de ordem prática, tais como a necessidade de estabilização das medições na superfície, bem como pelo dimensionamento dos equipamentos utilizados no teste, pois é necessário promover uma limpeza eficiente do poço, evitando-se o escorregamento da fase líquida.

Para o caso 1 a permeabilidade relativa ao gás começou a ser afetada pela presença da fase líquida após 6,60 horas de fluxo, enquanto que no caso 2 o tempo para que a permeabilidade relativa começasse a ser reduzida foi de apenas 0,12 horas. A tabela (4.1) apresenta os dados completos dessas simulações.

Após o período inicial ocorre um transiente de fluxo bifásico na zona danificada, durante o qual a declividade da pseudopressão tende a refletir a permeabilidade efetiva desta zona. Note que a duração deste transiente pode ser considerável, dependendo entre outros fatores das propriedades da zona danificada, das curvas de permeabilidade relativa, e da riqueza do gás.

Em um teste com vazão molar total constante, no período transiente, a variação da saturação de gás na face da formação é muito pequena, depois de estabilizado o fluxo bifásico na danificada. Por este motivo a declividade do gráfico semilog da pseudopressão do análogo monofásico tende a um valor aproximadamente constante que reflete a permeabilidade efetiva da zona virgem na saturação de gás na face da formação. Neste período, que está delimitado pelas setas vazadas na figura (4.6), todas as variáveis dependentes na zona danificada são funções unicamente da variável de Boltzmann modificada, dada pela equação (2.33).

Aplicando as idéias desenvolvidas independente e concomitantemente por Serra(1990) e Al-Khalifa(1989), pode-se demonstrar facilmente, por meio da combinação da lei de Darcy e da regra da derivada em cadeia, que a seguinte equação é válida após o transiente de fluxo multifásico na zona de permeabilidade alterada:

$$K.K_{rg}(rw) = \frac{q_g}{4\pi h \left| \frac{dP_{pwf}^{mon}}{d \ln t} \right|} \quad (4.11)$$

Na equação (4.11) q_g é a vazão molar da fase gás na face da formação e $K_{rg}(r_w)$ representa a permeabilidade relativa ao gás na saturação de gás na face da formação.

A análise semilog convencional do período de fluxo subsequente ao transiente de fluxo multifásico na zona danificada, utilizando o análogo monofásico, fornece um valor de permeabilidade muito menor que a permeabilidade absoluta do reservatório. O fator de película calculado também pode ser menor que o fator de película verdadeiro.

4.2.2 ANÁLISE DO PERÍODO DE ESTÁTICA

Neste trabalho estamos tratando de testes transientes de pressão nos quais o tempo de fluxo não é suficientemente longo para investigar as fronteiras externas do reservatório. Portanto, ao final do período de fluxo o reservatório pode ser dividido em três partes distintas, como mostrado na figura (4.8). A região próxima ao poço, onde existe gás e óleo móvel, a região intermediária onde existe gás e óleo imóvel, e a região mais externa onde existe apenas gás.

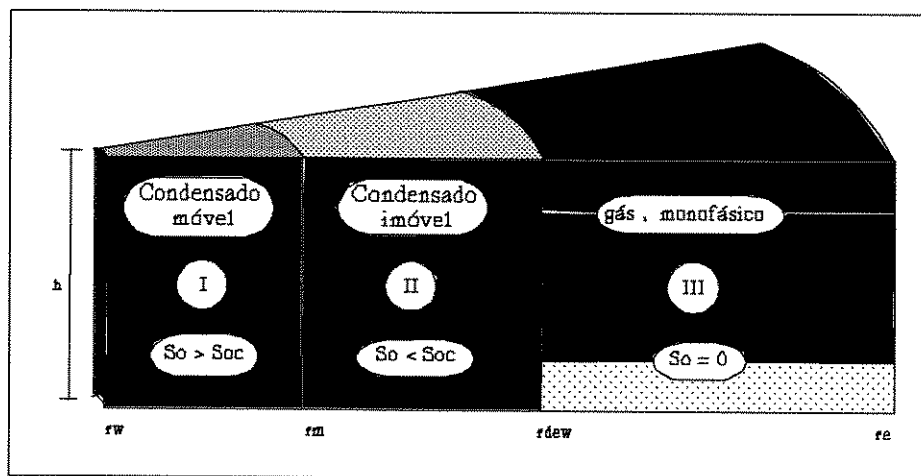


Fig.4.8 Diagrama esquemático do reservatório

Raghavan(1976), estudando a análise de testes em reservatórios de gás em solução, verificou que, se for conhecido o perfil de saturação no reservatório no instante do fechamento, então é possível interpretar de forma satisfatória os dados do período de estática. Jones(1989) observou que, para reservatórios de gás e condensado, além do perfil de saturação deve-se dispor também do perfil de composição das fases no reservatório no fechamento. Na verdade, sendo conhecida a função mobilidade total no reservatório no fechamento, então pode-se determinar a permeabilidade absoluta e o fator de película com os dados da estática. Segundo Jones, durante a estática o gradiente de pressão junto ao poço, $\partial P_{ws} / \partial r$, anula-se, e uma região de gradiente nulo se propaga rapidamente pelo reservatório, englobando toda a região de duas fases. Por este motivo, a resposta de pressão rapidamente deixa de ser influenciada pelas variações nas propriedades que ocorrem na região de duas fases, sendo governada pela mobilidade na região III da figura (4.8), onde existe apenas gás.

Nas figuras (4.6) e (4.7) nota-se que, durante a estática, a pseudopressão adimensional do análogo monofásico correlaciona-se em declividade com a solução do líquido, mas não em magnitude. Assim, com o análogo monofásico pode-se determinar o valor correto da permeabilidade absoluta, porém o fator de película calculado será demasiadamente alto.

A tabela (4.2) apresenta os resultados da interpretação com o análogo monofásico dos testes cujos dados estão reportados na tabela (4.1).

Os dados da estática foram analisados pelo método de horner convencional e pelo método de horner com o tempo normalizado de Scott(1979).

Reynolds et alii(1985) demonstraram que a utilização do tempo normalizado para interpretar os dados da estática fornece resultados equivalentes aos obtidos com o pseudotempo de Agarwal(1979), e melhora de modo significativo os resultados obtidos, mormente quando a vazão do fluxo que antecede a estática for elevada.

O emprego do tempo normalizado resultou em uma pequena melhoria no cálculo da permeabilidade, porém o cálculo do fator de película praticamente não foi afetado. Isto se deve ao fato de que as vazões de teste utilizadas não foram muito elevadas.

A coluna 1 da tabela (4.2) discrimina o caso analisado, e os valores de permeabilidade e fator de película da simulação. Nas colunas 2 e 3 temos os valores

de permeabilidade e fator de película obtidos com a análise semilog do período de fluxo. Em todos os casos os dados de fluxo analisados pertenciam ao período subsequente ao transiente de fluxo bifásico na zona danificada. Nas colunas 4 e 5 temos os dados da análise semilog do período de estática com o tempo normalizado de Scott.

O tempo de Horner normalizado é calculado com a seguinte equação:

$$HR = \frac{(tp + \Delta t)}{\Delta t^*} \quad (4.12)$$

onde $\Delta t^* = \frac{(\mu C_p)_i \Delta t}{(\mu C_p)_{PWS}}$

**Tabela 4.2 -Resultados da Interpretação
com o Análogo Monofásico**

	Análise do fluxo		Análise da estática	
	K_{calc} 10^{-15} m^2	S_{calc}	K_{calc} 10^{-15} m^2	S_{calc}
Caso 1 $K=9,87 \ S=0,0$	1,23	-1,38	9,82	7,34
Caso 2 $K=9,87 \ S=5,0$	3,54	0,16	9,82	12,21
Caso 3 $K=9,87 \ S=5,0$	3,73	0,35	9,99	12,10
Caso 4 $K=9,87 \ S=-1$	5,20	-3,09	9,87	0,2

4.3 O ANÁLOGO PERMANENTE

Fussel(1973) demonstrou numericamente que, em reservatórios de gás e condensado, a teoria do fluxo bifásico permanente de O'Dell e Miller (1967) pode ser utilizada para prever as saturações na face da formação, desde que a composição do gás que entra na região de duas fases permaneça igual à composição inicial.

Jones(1989) mostrou que, para tempos longos, a integral na face da formação correlaciona-se em declividade com a solução do líquido pouco compressível. Ele observou que se tivéssemos uma maneira de determinar as propriedades dos fluidos e a saturação na face da formação, então poderíamos interpretar um teste de pressão, obtendo um valor correto para a permeabilidade absoluta da rocha, mesmo que os efeitos devido ao fluxo multifásico predominassem. Jones propôs que a teoria do permanente poderia ser utilizada para obter as propriedades das fases e a saturação durante o regime transiente, possibilitando assim o cálculo da pseudopressão adequada à análise do teste.

Este item faz um breve estudo do comportamento das saturações de fluido na face da formação e no reservatório durante o período transiente, e compararemos os resultados do simulador com os previstos pela teoria do permanente. Tal estudo facilita a compreensão dos resultados obtidos na interpretação quantitativa dos testes de pressão com o análogo permanente. Será avaliada a adequação da teoria do permanente para prever a composição dos fluidos na face da formação durante o regime transiente, e quatro testes de pressão simulados serão interpretados com o análogo permanente.

4.3.1 PREVISÃO DAS SATURAÇÕES COM A TEORIA DO PERMANENTE

A figura (4.9) apresenta um gráfico da saturação de condensado no poço em função do tempo adimensional para os casos 1 e 3 da tabela (4.1). A linha contínua representa a saturação prevista pela teoria do fluxo bifásico permanente, utilizando

a equação (2.63). Os asteriscos representam a saturação "in-situ" da simulação de fluxo.

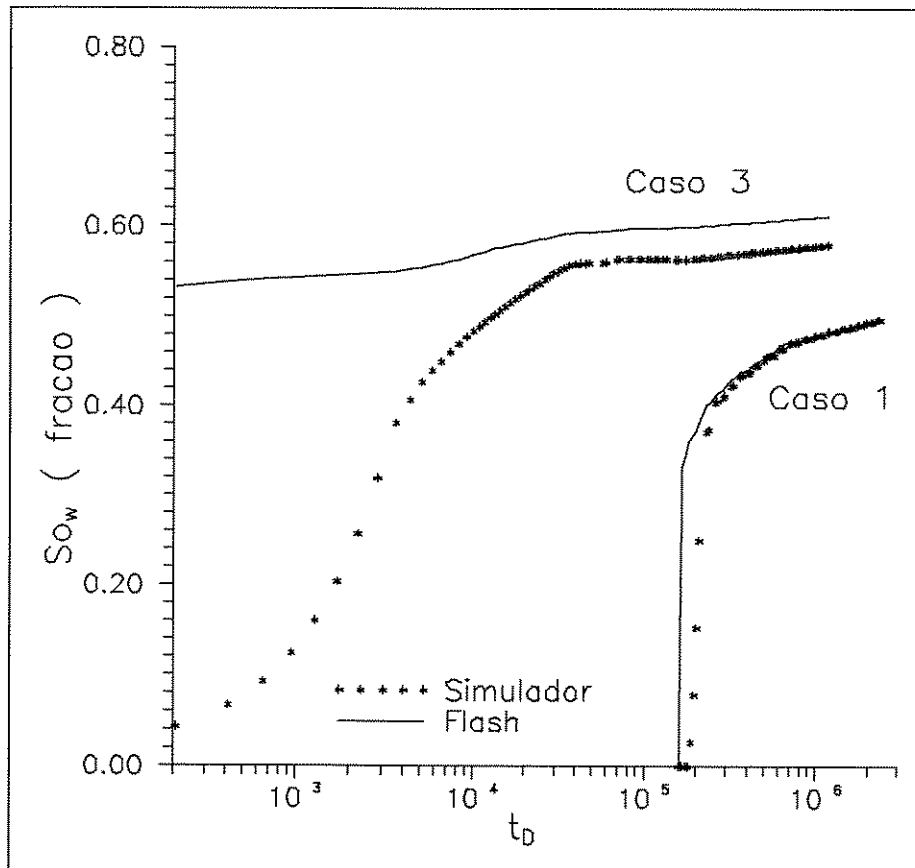


Fig.4.9 Saturação na face da formação versus tempo adimensional, Casos 1 e 3

Em ambos os casos observa-se que a saturação de condensado apresenta um crescimento inicial muito acentuado, atingindo em seguida um patamar.

Nota-se também que a saturação prevista pela teoria do permanente é muito superior à real, para tempos imediatamente posteriores aquele em que a pressão de fluxo cai abaixo da pressão de orvalho. Isto ocorre porque, pela teoria do permanente, sempre que existem duas fases no reservatório ambas são móveis. Portanto, esta teoria não prevê saturações de líquido menores que a saturação crítica da curva de permeabilidade relativa do líquido. O erro na previsão da saturação com a teoria do permanente tem grande impacto nos resultados da interpretação quantitativa do teste com o análogo permanente.

Para tempos longos, as previsões da teoria do permanente no caso 1 estão de acordo com os valores do simulador, porém para o caso 3 o erro ainda é grande. Segundo Jones(1988) a diferença entre a pressão inicial do reservatório e a pressão de orvalho do gás controla o tamanho da região de duas fases. Como no caso 3 " P_i " é muito próxima de " P_{dew} ", a região de duas fases é grande, e o fluido que entra na região de duas fases em direção ao poço vai ficando progressivamente mais pobre, o que degrada os resultados da teoria do permanente. Já no caso 1 a diferença entre a pressão inicial e a pressão de orvalho é grande, e o gás é relativamente mais rico em frações pesadas, o que explica os bons resultados obtidos com a teoria do permanente neste caso.

Apesar do gás utilizado no caso 3 ser mais pobre em frações pesadas que o do caso 1, a saturação de condensado estabilizada naquele caso ficou maior que neste. Tal fato deve-se ao forte controle exercido pela curva de permeabilidade relativa do líquido sobre a saturação de condensado estabilizada.

Na figura (4.10) temos o perfil da saturação de condensado no reservatório no instante do fechamento do poço para estática, bem como as respectivas previsões obtidas com a teoria do permanente.

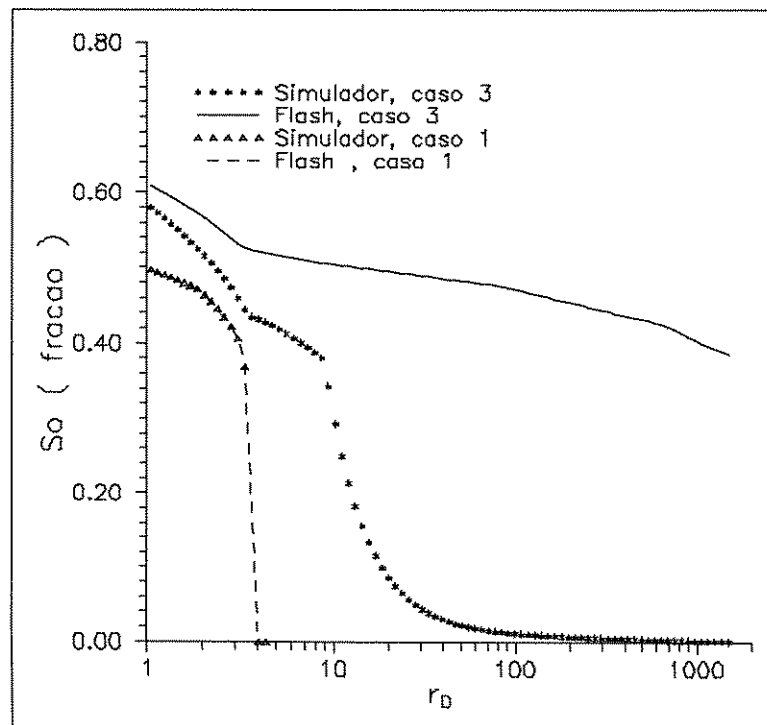


Fig.4.10 Perfil de saturação no reservatório, Casos 1 e 3

Nota-se que no caso 1 a região de duas fases é relativamente pequena, formando um banco de condensado com uma frente de avanço abrupta. As previsões da teoria do permanente estão de acordo com os valores do simulador. No caso 3 a região de duas fases cobre uma grande extensão do reservatório, e a frente de avanço não é bem definida, espalhando-se pelo reservatório. A teoria do permanente superestima a saturação de líquido. Em casos como este, a perda de produtividade do poço prevista pela teoria do permanente é pessimista em relação à real.

A figura (4.11) mostra o perfil da saturação de condensado na face da formação em função do tempo de teste, incluindo o período de fluxo e de estática, para o caso 1 da tabela (4.1).

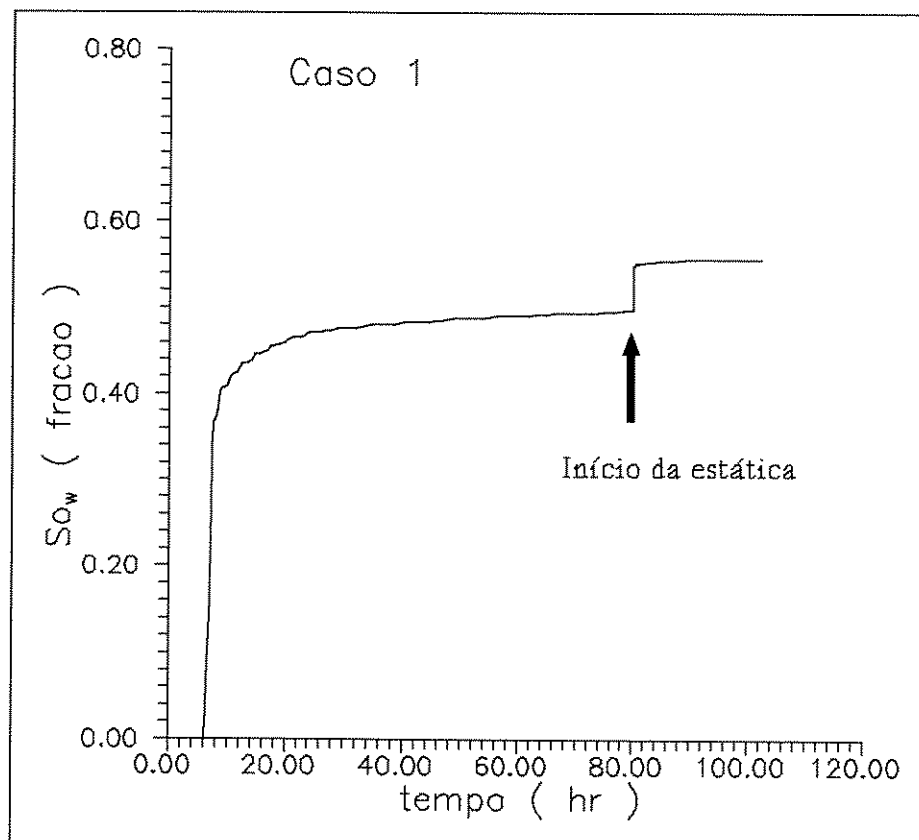


Fig.4.11 Saturação de Condensado na face da formação, fluxo e estática, caso 1

Fussel(1973) foi um dos primeiros a mostrar que, devido a acumulação de frações pesadas na região de duas fases, a composição do global do fluido nas cercanias do poço se altera, passando o mesmo a se comportar como um sistema com

ponto bolha, ao invés de um gás e condensado. Assim, o crescimento da pressão de fundo durante a estática não implica na revaporização das frações pesadas. Nos seus estudos Fussel reportou que a saturação de condensado na face da formação apresentava pequena variação durante a estática, ocorrendo revaporização da fase líquida apenas em uma estreita região na frente de avanço do banco de condensado. Vo et alii(1989) e Aanonsen(1985) obtiveram resultados semelhantes aos de Fussel, porém reportaram que a variação da saturação na face da formação pode em alguns casos ser grande. Nas simulações que realizamos também observamos revaporização da fase líquida na frente de avanço do banco de condensado, e encontramos alguns casos em que todo o gás nas cercanias do poço entrou em solução no líquido durante a estática.

4.3.2 PREVISÃO DA COMPOSIÇÃO DAS FASES COM A TEORIA DO PERMANENTE

Este item apresenta os resultados obtidos na previsão da composição das fases no reservatório, durante o período transiente, utilizando a teoria do fluxo bifásico permanente, para os casos 1 e 3. Vale ressaltar que o caso 3 representa uma situação extrema para aplicação da teoria do permanente, visto que a pressão inicial do reservatório é praticamente igual a pressão de orvalho do gás. Já no caso 1 a situação é bastante favorável, pois a diferença entre " P_i " e " P_{dew} " é relativamente grande.

As figuras (4.12) e (4.13) apresentam a fração molar dos componentes 1 e 4 nas fases líquida e vapor respectivamente, em função da pressão. Os dados referem-se a um período de fluxo com vazão molar constante durante o regime transiente. Os parâmetros completos desta simulação estão reportados na tabela (4.1). Os asteriscos representam a composição "in-place" na face da formação durante o fluxo, e a linha cheia é a composição prevista pela teoria do permanente. De acordo esta teoria a composição das fases é determinada simplesmente efetuando-se um "flash" do gás original para cada pressão de interesse.

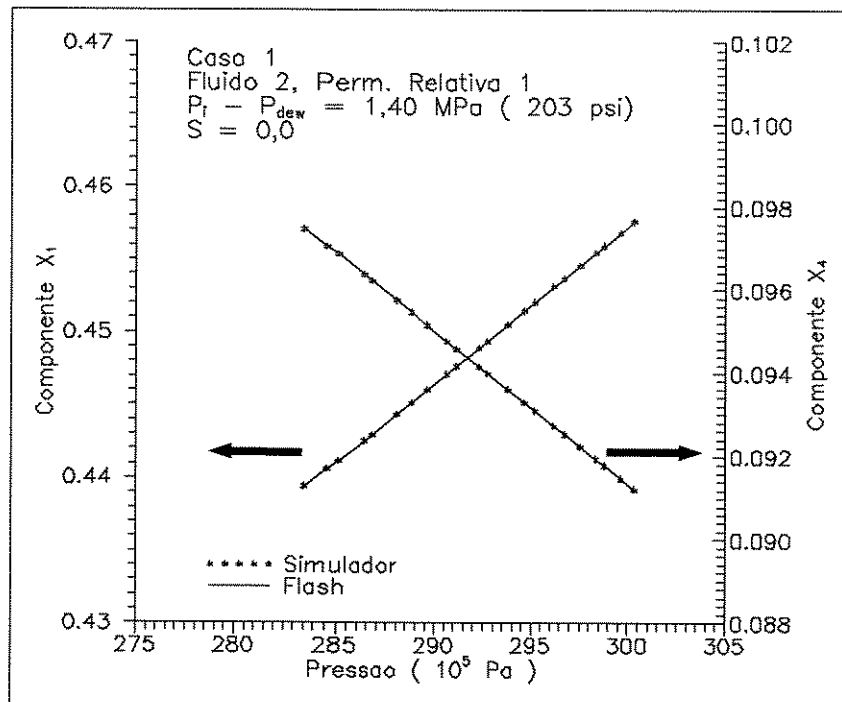


Fig.4.12 Fração molar dos componentes 1 e 4 na fase líquida, caso 1

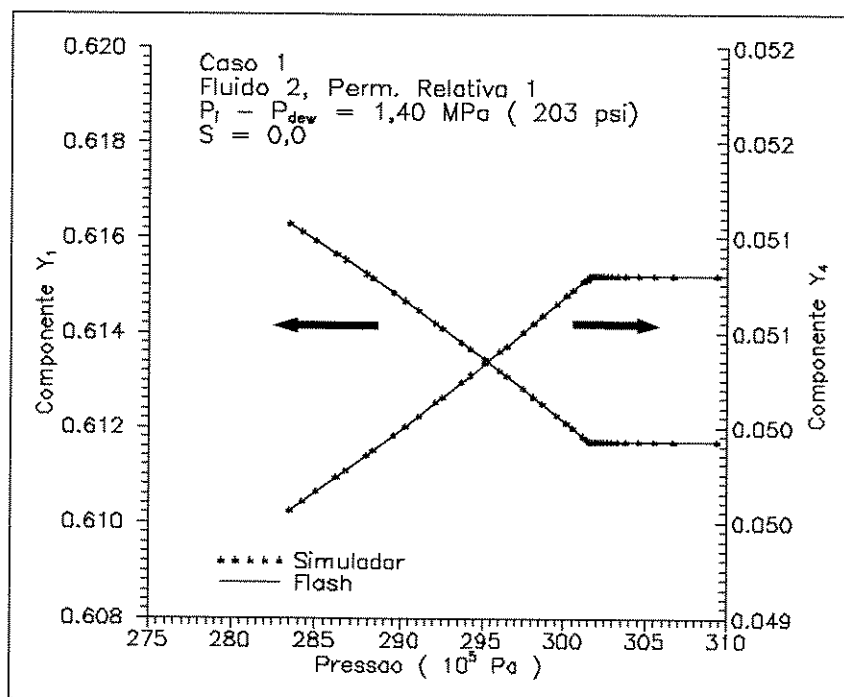


Fig.4.13 Fração molar dos componentes 1 e 4 na fase vapor, caso 1

As figuras (4.14) e (4.15) apresentam a fração molar dos componentes 1 e 4 nas fases líquida e vapor em função da pressão, para o caso 3 da tabela (4.1).

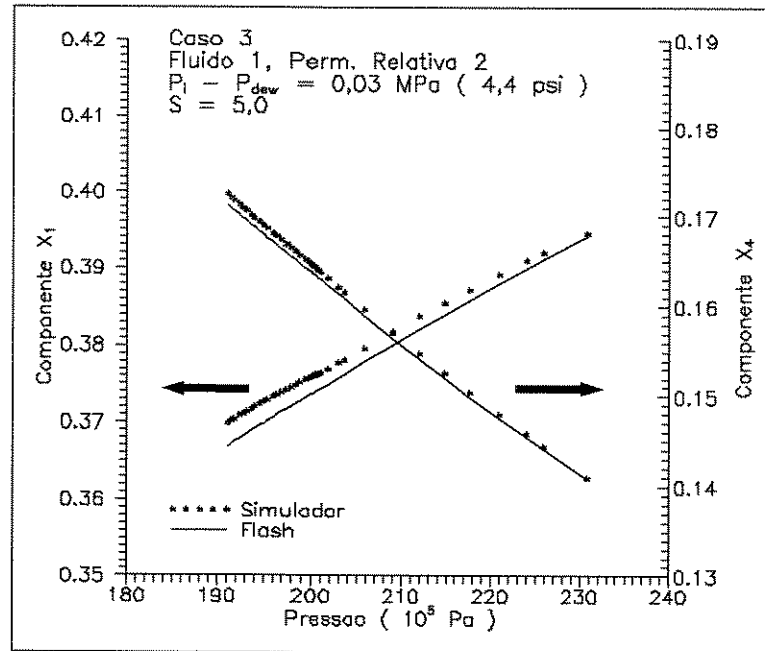


Fig.4.14 Fração molar dos componentes 1 e 4 na fase líquida, caso 3

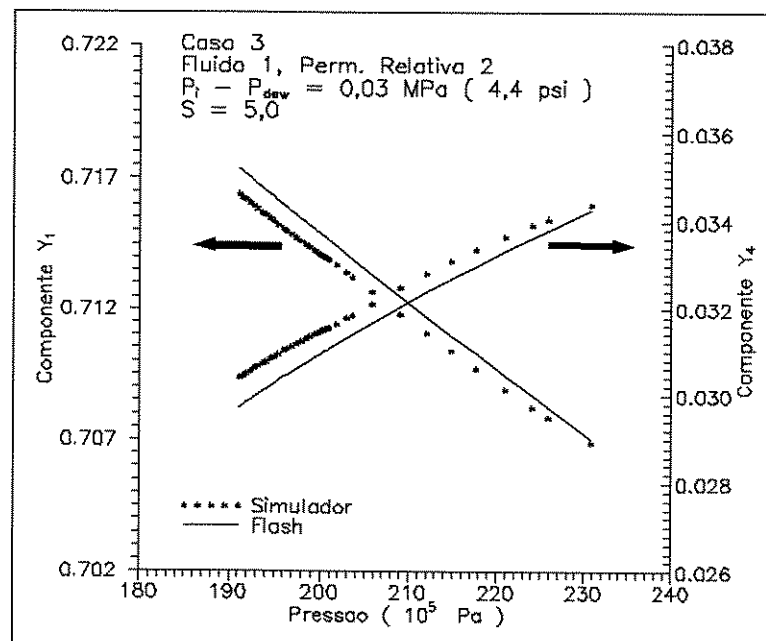


Fig.4.15 Fração molar dos componentes 1 e 4 na fase vapor, caso 3

Nas figuras anteriores nota-se que, para o caso 1 as previsões da teoria do permanente estão muito próximas dos resultados do simulador, enquanto que no caso 3 há uma discrepância entre os valores previstos pela teoria e os valores "in-place".

4.3.3 CORRELAÇÃO DA PSEUDOPRESSÃO DO ANÁLOGO PERMANENTE COM A SOLUÇÃO DO LÍQUIDO

A função mobilidade utilizada para computar a pseudopressão do análogo permanente é dada pela seguinte equação:

$$\lambda_t^{ss}(P) = \frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g}$$

Esta função já leva em consideração a presença da fase líquida no meio poroso e seu efeito sobre a permeabilidade relativa de cada fase. Também considera o intercâmbio de massa entre as fases, e os efeitos devido às variações composicionais.

As figuras (4.16) e (4.17) apresentam a mobilidade total, " λ_t " em função da pressão de fluxo, para os casos 1 e 3. Os asteriscos representam a mobilidade total no reservatório em um instante de tempo fixo no final do período de fluxo. A linha tracejada grossa é a mobilidade na face da formação, e a linha tracejada fina é a mobilidade total determinada com a teoria do permanente.

Na figura (4.4) a linha tracejada fina é a mobilidade total determinada com a teoria do permanente para o caso 2 da tabela (4.1).

Para o caso 1, a mobilidade do permanente reproduz muito bem a mobilidade no reservatório. Assim, neste caso, deve-se obter estimativas excelentes para a permeabilidade absoluta da rocha e para o fator de película com o análogo permanente. O fato do gás ser rico em frações pesadas, e também a grande diferença entre a pressão inicial e a pressão de orvalho do gás explicam o bom resultado obtido com a teoria do permanente.

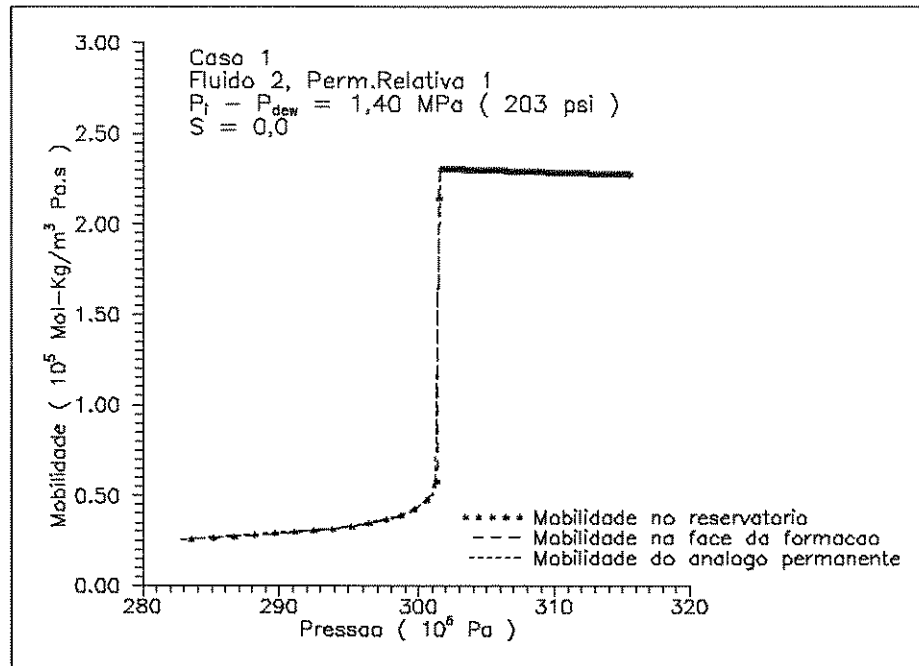


Fig.4.16 Mobilidade total em função da pressão, caso 1

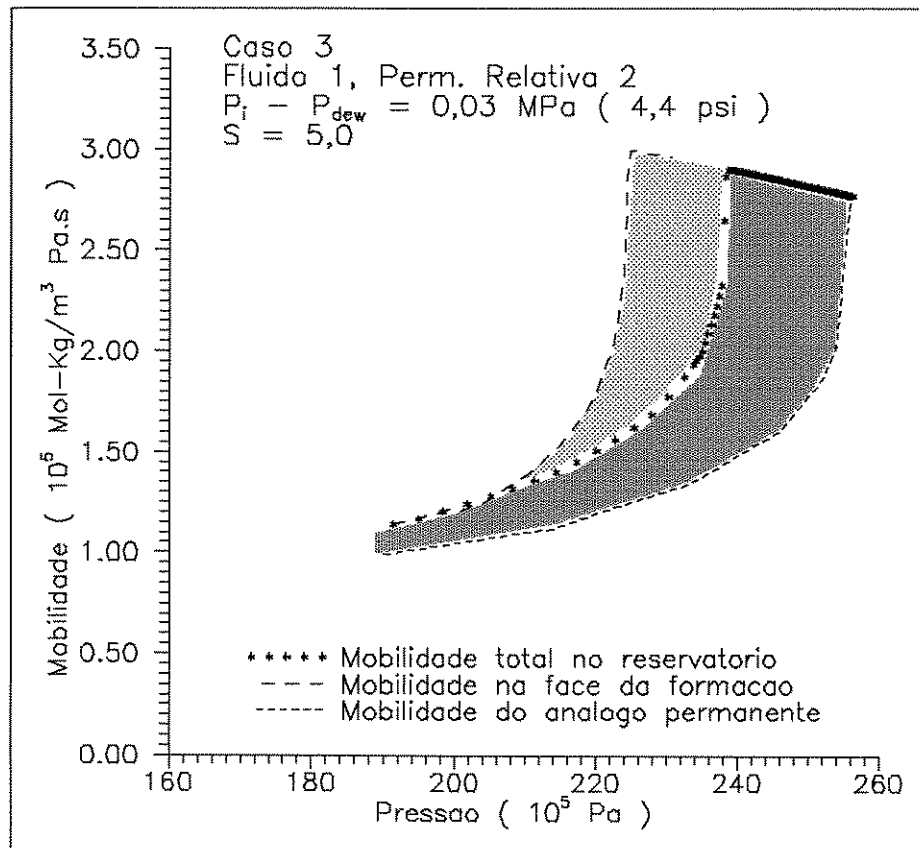


Fig.4.17 Mobilidade total em função da pressão, caso 3

Na figura (4.17) nota-se que, para o caso 3, a discrepância entre a mobilidade do permanente e a mobilidade total no reservatório no final do período de fluxo é muito grande. Jones(1985) efetuou um estudo detalhado da interpretação de testes transientes de pressão com o análogo permanente, avaliando a influência de diversos fatores sobre os resultados finais. Entre suas conclusões ele observa que a teoria do permanente falha nos casos em que a pressão inicial do reservatório é muito próxima da pressão de orvalho do gás.

O erro no cálculo do fator de película com o análogo permanente é proporcional à área entre a curva da mobilidade no reservatório e a mobilidade do permanente.

Na simulação do caso 2 os parâmetros de entrada utilizados foram os mesmos que no caso 3, exceto que no caso 2 a diferença entre a pressão inicial e a pressão de orvalho foi significativamente mais alta.

Na figura (4.4) observa-se que, embora o tempo de fluxo para o caso 2 seja o mesmo que no caso 3, a diferença entre a mobilidade do permanente e a mobilidade no reservatório naquele caso é muito menor que neste. A interpretação quantitativa do teste para o caso 2 fornecerá uma aproximação muito boa para a permeabilidade absoluta, e o fator de película será ligeiramente subestimado. Jones observou que, para produção com vazão molar constante, o análogo do permanente fornece um limite inferior para o fator de película. Mantidas as demais condições, o limite será tão mais próximo do valor real quanto mais rico em frações pesadas for o gás.

Nas figuras (4.18) e (4.19) efetuou-se a correlação da pseudopressão do análogo permanente com a solução do líquido pouco compressível para os casos 1 e 3. A pseudopressão adimensional do período de fluxo é plotada em função do tempo de fluxo adimensional, e a pseudopressão do período de estática é plotada em função do tempo de fechamento adimensional. A adimensionalização do tempo é feita em relação ao produto " μC_i " na pressão inicial.

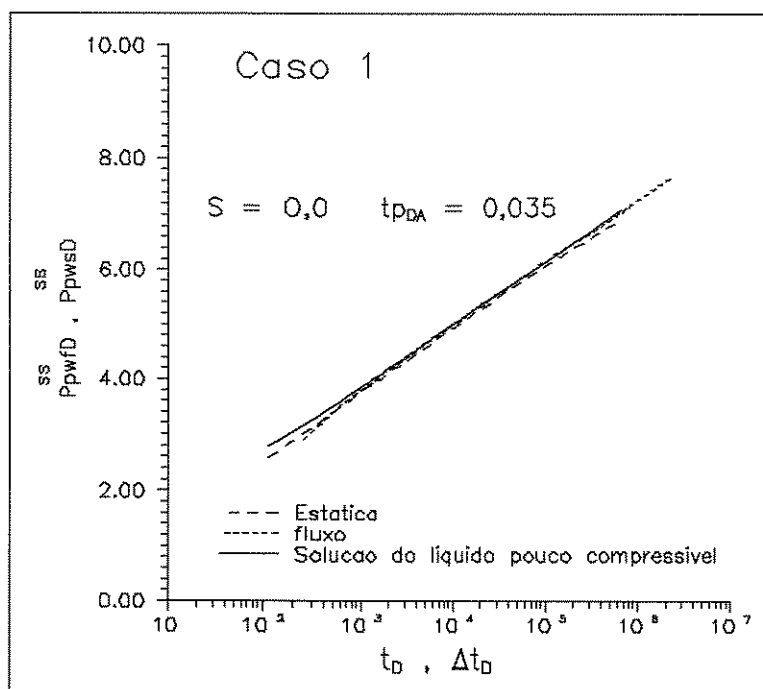


Fig. 4.18 Correlação do análogo permanente com a solução do líquido pouco compressível, caso 1

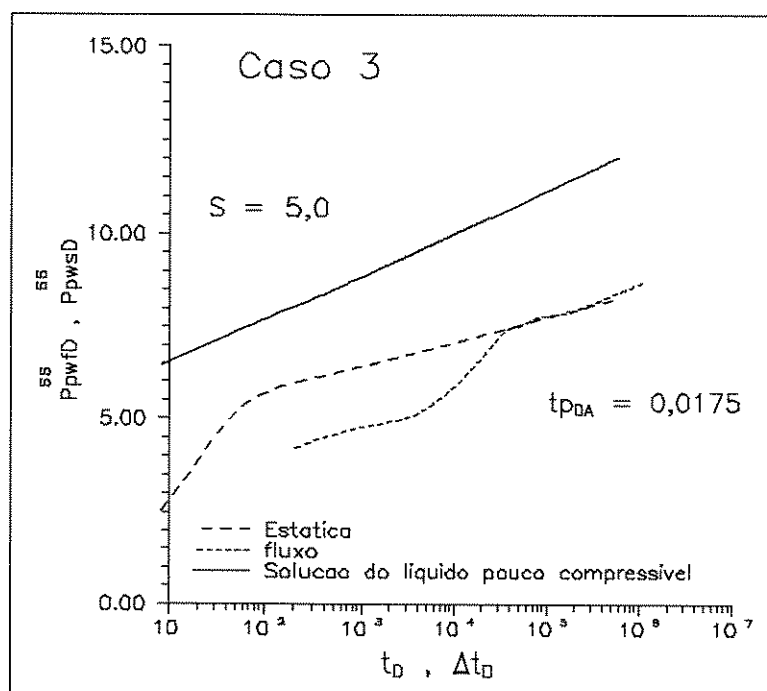


Fig. 4.19 Correlação do análogo permanente com a solução do líquido pouco compressível, caso 3

A pseudopressão adimensional do período de fluxo, P_{pwfD}^{ss} , é calculada pela seguinte equação :

$$P_{pwfD}^{ss}(t_D) = \frac{2\pi Kh}{q_t} \int_{P_{wf}}^{P_i} \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) dP \quad (4.14)$$

A pseudopressão adimensional da estática, P_{pwsD}^{ss} , é calculada pela seguinte equação:

$$P_{pwsD}^{ss}(\Delta t_D) = \frac{2\pi Kh}{q_t} \int_{P_{wf}}^{P_{ws}} \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right) dP \quad (4.15)$$

A tabela (4.3) apresenta os resultados da interpretação quantitativa com o análogo permanente, dos testes cujos dados estão reportados na tabela (4.1). A coluna 1 da tabela (4.3) discrimina o caso analisado, e mostra os valores de permeabilidade e fator de película da simulação. Nas colunas 2 e 3 temos os valores de permeabilidade e fator de película obtidos com a análise semilog do período de fluxo. Nas colunas 4 e 5 temos os dados da análise semilog da estática com o tempo normalizado de Scott, dado pela equação (4.12).

Para o caso 1 os resultados obtidos foram excelentes, tanto na análise do fluxo quanto na análise da estática. Neste caso, para tempos longos, a teoria do permanente reproduziu muito bem o perfil de composição e saturação no reservatório.

No caso 2 foi obtida uma boa estimativa da permeabilidade absoluta, porém o fator de película foi ligeiramente subestimado.

No caso 3 a teoria do permanente falhou completamente, fornecendo valores incorretos tanto para a permeabilidade absoluta quanto para o fator de película. O análogo permanente não deve ser utilizado quando a pressão inicial for igual ou muito próxima da pressão de orvalho do gás. Na análise da estática foi obtido um valor positivo para o fator de película. Isto deve-se ao fato de que a declividade da reta semilog da estática ficou muito menor que a real.

No caso 4 os resultados obtidos não foram tão bons quanto nos casos 1 e 2. Isto ocorreu porque a vazão de teste foi relativamente elevada e o tempo de fluxo foi insuficiente para que fosse atingido o regime permanente no banco de condensado.

Tabela 4.3- Resultados da interpretação com o análogo permanente

	Análise do fluxo		Análise da estática	
	K_{calc} 10^{-15} m^2	S_{calc}	K_{calc} 10^{-15} m^2	S_{calc}
Caso 1 $K=9,87 \quad S=0,0$	9,97	0,0	9,77	-0,1
Caso 2 $K=9,87 \quad S=5,0$	9,70	4,3	9,86	4,5
Caso 3 $K=9,87 \quad S=5,0$	11,13	-4,0	15,43	5,8
Caso 4 $K=9,87 \quad S=-1,0$	12,23	-1,2	9,70	-2,3

4.3.4 DIFICULDADES NO EMPREGO DO ANÁLOGO PERMANENTE

Embora a interpretação quantitativa de um teste com o análogo permanente possa fornecer resultados excelentes em algumas casos, a aplicação deste método na prática apresenta uma série de dificuldades.

A método falha no caso de reservatórios saturados, os quais são encontrados com grande frequência.

Para gerar a função mobilidade necessária ao cálculo da pseudopressão deve-se conhecer a composição inicial do gás no reservatório, e dispor de uma análise PVT do gás, de forma que seja possível efetuar um ajuste preciso nos parâmetros da equação de estado da subrotina utilizada para efetuar o "flash" do gás para cada pressão de interesse. Além disso, deve-se dispor de uma maneira de calibrar as correlações utilizadas para calcular a viscosidade e a densidade das fases.

A grande dificuldade na utilização da teoria do permanente, no entanto, reside no fato de que para gerar a função mobilidade é necessário o conhecimento das curvas de permeabilidade relativa das fases.

Como foi visto anteriormente a permeabilidade relativa é um dos parâmetros que exerce maior influência no comportamento de produção de um reservatório. Mesmo no caso incomum de serem obtidas curvas de permeabilidade relativa representativas em laboratório, a determinação das curvas para a área de drenagem de um teste ainda envolve um complexo processo de mudança de escala. O volume das amostras de testemunho usadas no laboratório é muito menor que o da área de drenagem do teste. Assim, toda a incerteza inerente à obtenção das curvas de permeabilidade relativa é transferida para os resultados da interpretação quantitativa do teste com o análogo permanente.

Para ilustrar o impacto da curva de permeabilidade relativa sobre os resultados da interpretação quantitativa, efetuou-se a análise do teste do caso 2 usando a curva de permeabilidade relativa 1, que naturalmente é bem diversa da curva correta. Os resultados obtidos são apresentados na tabela (4.4).

Nota-se que, com exceção da estimativa da permeabilidade absoluta na estática, os resultados obtidos são muito diferentes dos valores corretos, os quais estão mostrados na coluna 1 da tabela (4.4). Os dados analisados na estática estão influenciados pela região do reservatório onde existe apenas gás, o que justifica a boa estimativa da permeabilidade absoluta, mesmo utilizando uma curva de permeabilidade relativa incorreta.

Tabela 4.4 - Resultados da interpretação do caso 2 usando a curva de permeabilidade relativa 1

	Análise do fluxo		Análise da estática	
	K_{calc} 10^{-15} m^2	S_{calc}	K_{calc} 10^{-15} m^2	S_{calc}
Caso 2 $K=9,87 \text{ } S=5,0$	38,3	17,9	9,61	-0,8

4.4 O MÉTODO DAS DERIVADAS

Como foi visto nas seções precedentes, a determinação da permeabilidade absoluta em um teste transiente de pressão em um reservatório de gás e condensado em geral não oferece maiores dificuldades, pois a análise da estática com o análogo monofásico fornece excelentes resultados, desde que, no final do período de fluxo a pressão em uma parte significativa do reservatório seja superior à pressão de orvalho do gás. A estimativa do fator de película, entretanto, não é tão simples. Embora o análogo permanente forneça aproximações aceitáveis sob determinadas condições, a sua aplicação fica muito limitada em função da grande quantidade de informação requerida.

Neste ítem as derivadas das curvas de pressão de fluxo e de estática serão utilizadas para obter uma aproximação para a mobilidade total no reservatório, de forma a determinar uma estimativa melhor para o fator de película.

Após a estabilização do fluxo multifásico na região danificada, a integral na face da formação torna-se paralela à solução do líquido pouco compressível. Jones & Raghavan(1988) demonstraram que, satisfeita a condição anterior, a mobilidade total

no reservatório pode ser obtida a partir da derivada da pressão de fluxo, pela seguinte equação:

$$\lambda_t(P) = \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} + \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} \right)_{r_w} = \frac{q_t}{4\pi K h \frac{dP_{wf}}{d \ln t}} \quad (4.16)$$

Vo(1989) propôs a utilização da mobilidade assim obtida para gerar a pseudopressão necessária à interpretação de um teste de pressão. Estas idéias serão utilizadas para encontrar uma aproximação para a função mobilidade total no reservatório.

A figura (4.20) apresenta um gráfico com a função mobilidade total em função da pressão para o caso 1 da tabela (4.1). A linha contínua representa a mobilidade total no reservatório no instante de fechamento do poço, e os asteriscos representam a mobilidade na face da formação determinada por meio da equação (4.16).

Na prática, a recuperação da função mobilidade com a derivada da pressão de fluxo nem sempre é tão simples quanto no caso 1. Este teste apresentou condições muito favoráveis, pois a diferença entre a pressão inicial e a pressão de orvalho é relativamente alta, o gás é rico, e não existe dano.

Geralmente uma parte significativa da curva de pressão de fluxo estará afetada por fenômenos transientes que predominam nos tempos curtos. Entre estes fenômenos temos a estocagem e o transiente de fluxo multifásico na zona danificada. Entretanto, é muito provável que ao menos uma parte da curva de fluxo esteja livre da influência destes fenômenos, permitindo assim recuperar parte da função mobilidade nas baixas pressões.

A figura (4.21) apresenta um gráfico com a mobilidade total para o caso 3 da tabela (4.1). Neste caso, para tempos curtos, a equação (4.16) não é válida, pois a resposta de pressão está influenciada pelos transientes na zona danificada. A equação (4.16) somente permite recuperar a mobilidade total no reservatório depois de estabilizado o fluxo multifásico na zona danificada.

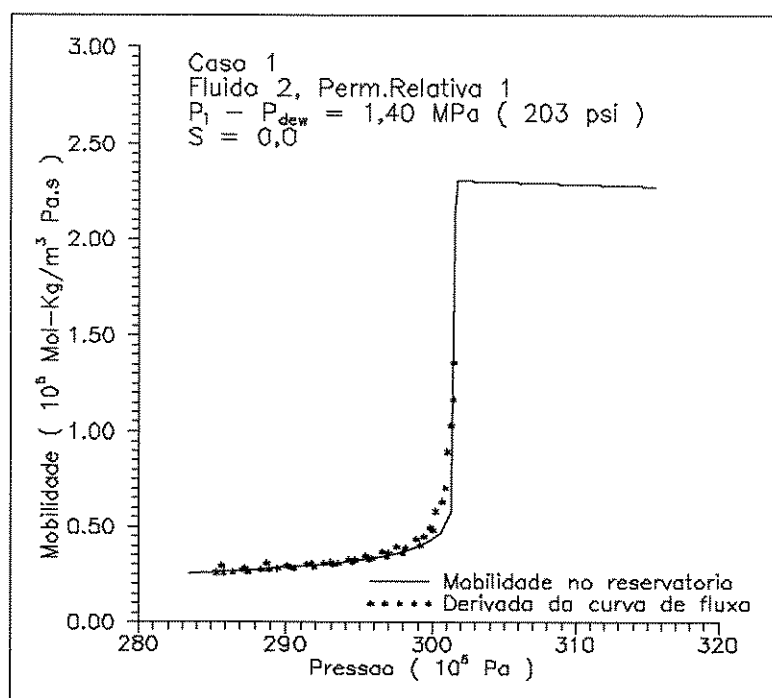


Fig. 4.20 - Mobilidade total em função da pressão, caso 1

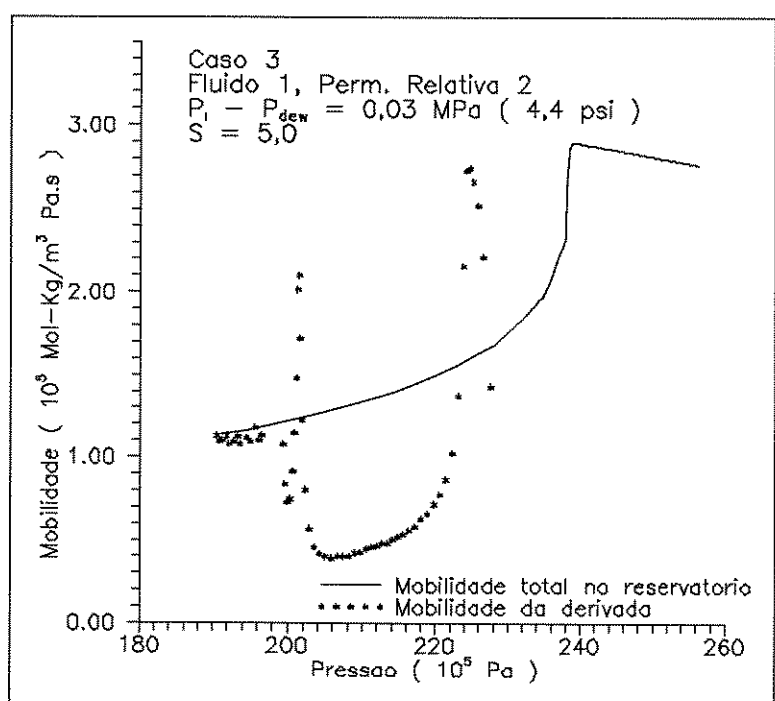


Fig. 4.21 - Mobilidade total em função da pressão, caso 3

Para os casos 3 e 4 observou-se que a teoria do permanente falhou na previsão das saturações de fluidos no reservatório, e a interpretação do teste com o análogo permanente não forneceu resultados satisfatórios.

Nestes casos, o emprego da teoria do permanente conjugada com o método das derivadas permite obter uma melhor reprodução da mobilidade no reservatório, tornando possível calcular parâmetros representativos para o reservatório. Naturalmente que a utilização desta técnica só é viável se o tempo de teste for suficientemente longo, de forma que uma parte da curva de fluxo esteja livre dos fenômenos transientes espúrios de curto tempo.

As figuras (4.22) e (4.23) ilustram a aplicação do método. As curvas em linha contínua nestas figuras representam a mobilidade total no reservatório, que é a função objetivo para interpretação do teste. Na prática esta função é desconhecida. A curva tracejada da direita é a mobilidade obtida com a teoria do permanente. A discrepância entre a curva da mobilidade do permanente e a curva da mobilidade do reservatório, deve-se ao fato de que a teoria do fluxo bifásico permanente não reproduz corretamente os perfis de saturação no reservatório. Os asteriscos representam a mobilidade total obtida por meio da equação (4.16), derivando a pressão de fluxo. Somente foram plotados os dados correspondentes ao período posterior a estabilização do fluxo multifásico na região danificada. A curva da mobilidade do permanente foi transladada no sentido indicado pela seta, até que ocorresse o ajuste com a curva da derivada. Desta forma obtém-se uma boa aproximação para o trecho da curva que vai até o ponto 2, que é o ponto em que a permeabilidade relativa do gás começa a ser redizida pela presença do condensado. O ponto 1 indica a pressão de orvalho do gás. Entre os pontos 1 e 2, a mobilidade total é dada simplesmente pela relação entre a densidade e a viscosidade do gás, sendo estas propriedades obtidas utilizando a composição da fase vapor em equilíbrio com o líquido. Do ponto 1 até a pressão inicial a mobilidade total é obtida pela relação entre a densidade e a viscosidade, porém utilizando a composição inicial do gás.

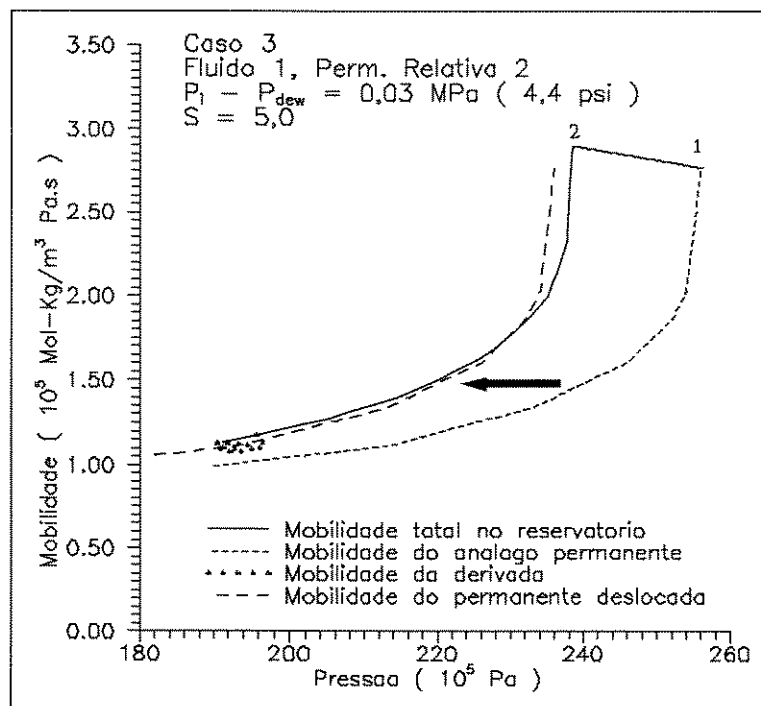


Fig. 4.22 - Mobilidade total em função da pressão, caso 3

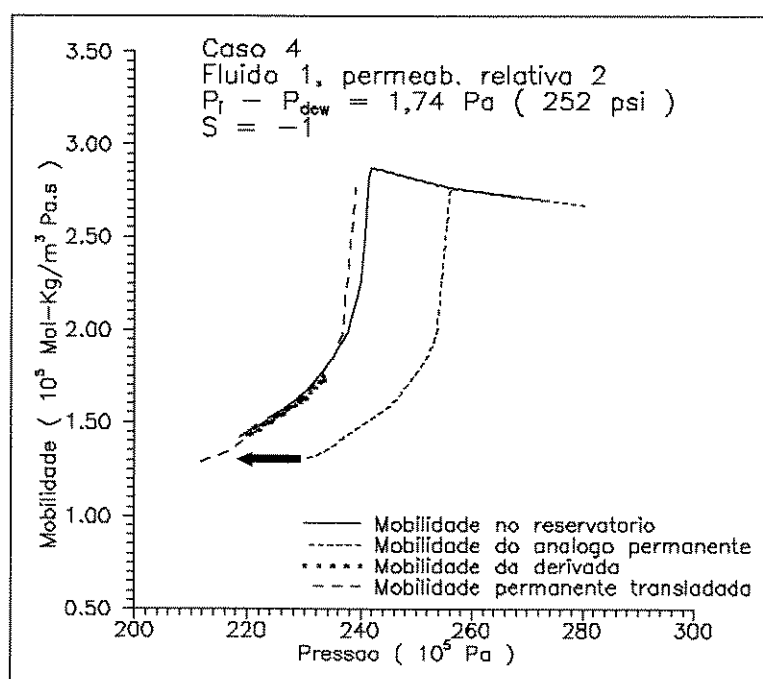


Fig. 4.23 - Mobilidade total em função da pressão, caso 4

A tabela (4.5) mostra os resultados da interpretação quantitativa dos testes utilizando o método das derivadas conjugado com o análogo permanente. Nota-se que houve uma melhora significativa nos resultados obtidos para os casos 3 e 4. Nos casos 1 e 2 não houve mudança significativa, uma vez que a mobilidade do permanente já é muito próxima da mobilidade total no reservatório.

Tabela 4.5 - Resultados da interpretação quantitativa, método das derivadas conjugado com o análogo permanente

	Análise da Estática S_{calc}
Caso 1 $S=0,0$	-0,1
Caso 2 $S=5,0$	4,5
Caso 3 $S=5,0$	5,0
Caso 4 $S= -1,0$	-1,0

O método anteriormente empregado pressupõe o conhecimento das propriedades do fluido e das curvas de permeabilidade relativa. Admitindo-se que as curvas de permeabilidades relativas sejam desconhecidas, como em geral ocorre na prática, pode-se adotar duas estratégias diferentes.

A primeira consiste em utilizar correlações empíricas para gerar as curvas de permeabilidade relativa. Ressalte-se que as correlações desenvolvidas para o caso de drenagem, ou mesmo para um processo de embebição em um sistema com ponto de bolha, não devem fornecer bons resultados para o caso em foco. Porém, neste trabalho não foi investigada a adequação das correlações empíricas para gerar curvas de

permeabilidades relativas para reservatórios de gás e condensado. A disponibilidade de um trecho da curva de mobilidade obtida por meio da derivada de pressão de fluxo pode balizar a escolha da melhor opção para a curva de permeabilidade relativa.

A figura (4.24) apresenta curvas de mobilidade total, geradas com a teoria do permanente, utilizando a composição do fluido 1, e as curvas de permeabilidades relativas 1, 2 e 3. No mesmo gráfico, em linha contínua, temos a mobilidade total no reservatório para o teste do caso 4. Na simulação deste teste foi usada a curva de permeabilidade relativa 2.

Observa-se que a discrepância entre as curvas do permanente é muito acentuada, refletindo uma forte influência da curva de permeabilidade relativa.

A comparação das curvas do permanente, com a mobilidade da derivada, representada pelos asteriscos na mesma figura, pode auxiliar na escolha da melhor opção, que neste caso é dada pela curva kr_2 .

Na figura (4.25) foram plotadas as curvas de mobilidade do permanente, geradas utilizando a composição do fluido 2, e as curvas de permeabilidade relativa 1, 2 e 3. O mesmo gráfico apresenta, em linha contínua, a mobilidade no reservatório de um teste simulado com os mesmos dados do caso 1, porém com fator de película igual a 5. Na simulação deste teste foi usada a curva de permeabilidade relativa 1.

Observa-se na figura (4.25), que as curvas de mobilidade do permanente geradas com as permeabilidades relativas 2 e 3, ficaram acima da curva de mobilidade no reservatório.

Em um teste no período transiente, a curva de mobilidade gerada com a teoria do permanente, e com a permeabilidade relativa correta, não pode ficar acima da curva de mobilidade no reservatório. Portanto, com a simples recuperação de uma parte da curva de mobilidade no reservatório com a derivada da pressão de fluxo, para o teste da figura (4.5), já seria possível descartar as curvas geradas com as permeabilidades relativas 2 e 3. Tal consideração pressupõe que a representação do comportamento de fases do fluido com a equação de estado é adequada.

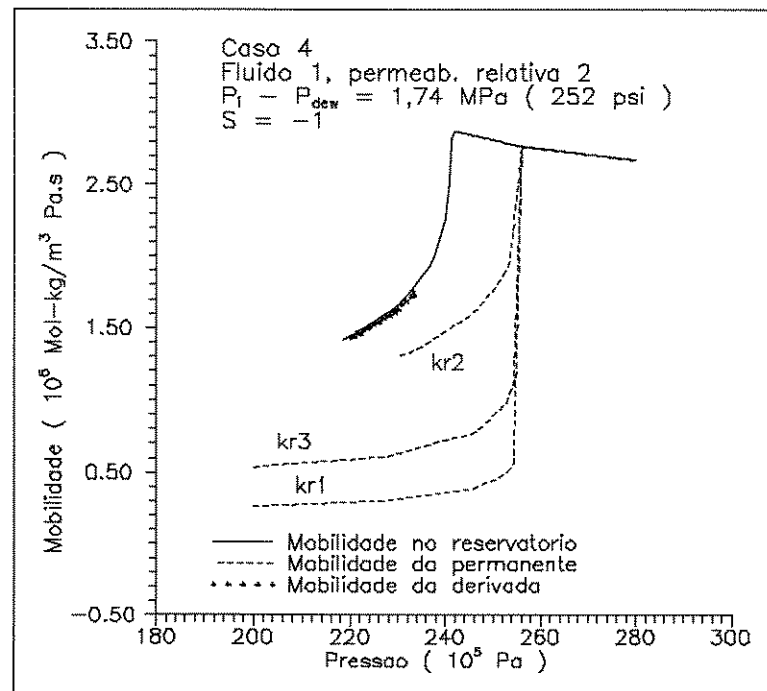


Fig. 4.24 - Mobildade total do permanente, caso 4, curvas kr1, kr2 e kr3

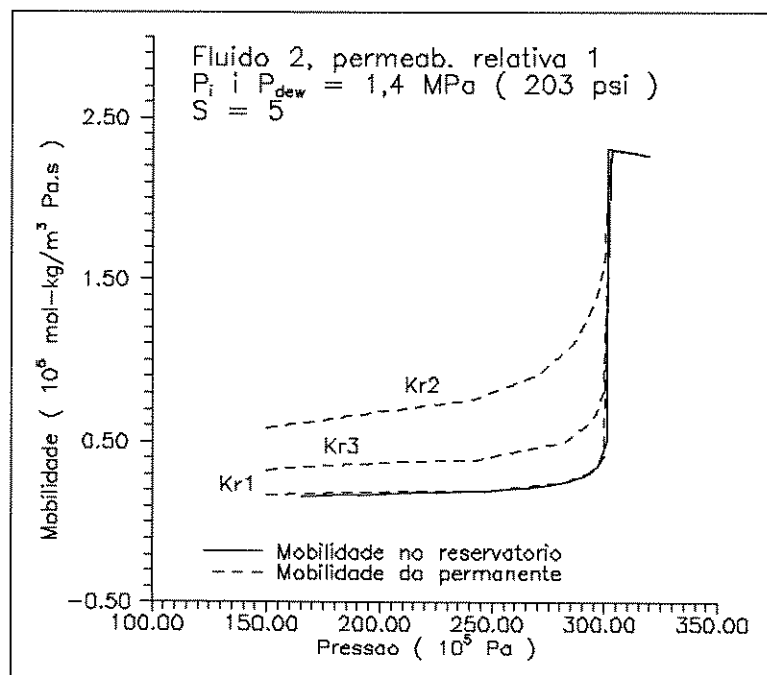


Fig. 4.25 - Mobildade total do permanente, curvas de permeabilidade relativa 1, 2 e 3.

Outra alternativa para obter uma aproximação para a função mobilidade, que foi proposta por Vo(1988), consiste em utilizar as curvas de fluxo e de estática para recuperar trechos da curva de mobilidade total no reservatório, combinando em seguida estes dados com o ponto de orvalho do gás.

A figura (4.26) mostra duas opções simples para ligação dos pontos da derivada da pressão de fluxo com a derivada da curva da estática, ou com o ponto representado pela pressão de orvalho do gás. Estas duas opções em geral permitem determinar limites superiores e inferiores para o fator de película.

A função mobilidade do período de estática é dada pela seguinte equação:

$$\lambda_t(P) = \frac{q_t}{4\pi Kh \frac{dP_{ws}}{d \ln \Delta t}} \quad (4.17)$$

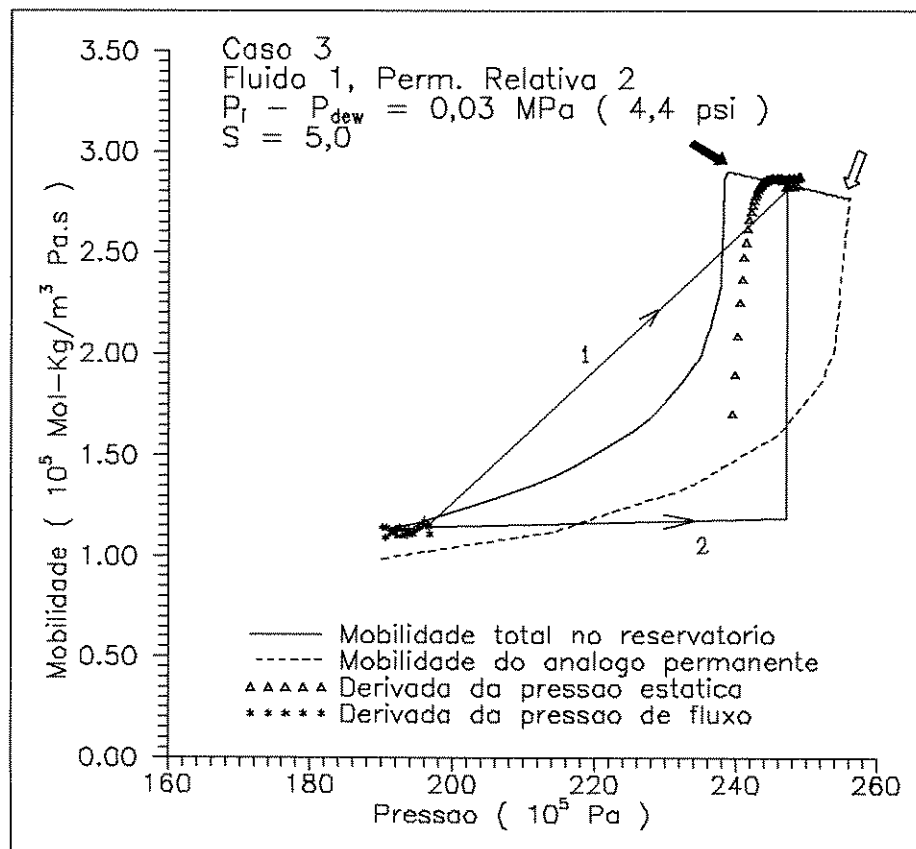


Fig. 4.26 Mobilidade total em função da pressão, caso 3

Em um teste de pressão real os pontos iniciais da estática certamente estarão influenciados pelo dano e pela estocagem, não podendo ser utilizados para determinar a mobilidade. Por este motivo estes pontos não foram usados na interpretação quantitativa do teste.

No caso 3 verifica-se que a utilização de forma integrada dos dados de fluxo e de estática pode levar a uma estimativa mais precisa do fator de película.

Na figura (4.25) a seta vazada indica a pressão de orvalho do gás, e a seta cheia indica a pressão em que a permeabilidade relativa do gás começou a ser afetada pela presença do líquido, que no caso em foco corresponde a uma saturação de condensado de 32 %. Entre estas duas pressões existe uma larga área do reservatório na qual as duas fases estão presentes, mas somente o gás é móvel. Nesta região a mobilidade é dada pela relação (ρ/μ) , calculada com a composição do gás em equilíbrio com o condensado.

A tabela (4.6) apresenta os resultados da interpretação quantitativa do período de estática, utilizando o método de horner com o tempo normalizado, sendo a pseudopressão gerada com a função mobilidade obtida pelo método das derivadas descrito anteriormente.

Nota-se que o método das derivadas permitiu obter uma faixa mais estreita para o valor do efeito de película. Ao Integrar os resultados da interpretação quantitativa com outras informações adicionais, o intérprete poderá definir melhor o valor mais representativo para o fator de película.

Tabela 4.6 - Resultados da interpretação quantitativa, método das derivadas

	Alternativa 1	Alternativa 2
	S_{calc}	S_{calc}
Caso 1 $s=0,0$	0,0	-0,1
Caso 2 $s=5,0$	6,7	2,8
Caso 3 $s=5,0$	5,9	1,8
Caso 4 $s= -1,0$	-1,5	-2,1

5 CONCLUSÕES

O análogo monofásico, apesar de sua simplicidade, pode fornecer informações valiosas quando utilizado para interpretar um teste transiente de pressão em um reservatório de gás e condensado, mesmo em presença da condensação retrógrada no meio poroso. Porém, sua aplicação deve ser muito criteriosa.

Em um teste no qual a pressão de fluxo tenha caído abaixo da pressão de orvalho do gás, a análise semilog do período de estática com o análogo monofásico permite determinar a capacidade de fluxo, kh , porém o fator de película é superestimado, não podendo ser utilizado diretamente para decidir sobre a necessidade de realização de operações de restauração no poço.

A análise semilog do período de fluxo com o análogo monofásico, permite determinar a permeabilidade efetiva ao gás na saturação na face da formação, entretanto o fator de película calculado é incorreto.

A teoria do fluxo bifásico permanente de O'Dell e Miller é muito útil no estudo dos fenômenos relacionados à condensação retrógrada no meio poroso, podendo inclusive ser utilizada na análise de testes transientes de pressão.

Para aplicar a teoria do fluxo bifásico permanente à análise de testes de transientes de pressão deve-se dispor de uma grande quantidade de informações, entre as quais as curvas de permeabilidade relativa, e uma análise representativa do fluido "in-place". Isto sem dúvida é um fator limitante à sua aplicação prática, visto que as incertezas nestas informações são transmitidas aos parâmetros obtidos na interpretação quantitativa.

Os erros nas curvas de permeabilidade relativa têm um impacto muito grande nos resultados finais da interpretação quantitativa de um teste com o análogo permanente.

O cálculo do fator de película em um teste transiente de pressão em um reservatório de gás e condensado ainda representa um grande desafio ao intérprete, sendo muito difícil a obtenção de um valor preciso para o mesmo. O método das derivadas, conjugado com uma análise integrada do período de fluxo e de estática,

permite obter limites inferiores e superiores bastante razoáveis para o fator de película. O conhecimento da pressão de bolha do gás é de fundamental importância.

O planejamento adequado dos teste de pressão em reservatórios de gás e condensado é fundamental para o sucesso da interpretação quantitativa.

Os simuladores numéricos composicionais são uma ferramenta poderosa no estudo do comportamento dos reservatórios de gás e condensado.

BIBLIOGRAFIA

- Aanonsen,S.I.: "Nonlinear Effects During Transient Flow in Reservoir as Encountered in Well Test Analysis", Ph.D. Thesis, University of Bergen, Norway, 1985.
- Abid,M.S. and Matteen,K.: "Compositional Simulation Studies as Aid to Development of Gas Condensate Reservoirs at Adhi Field", Pakistan, 1987, paper SPE 1567.
- Agarwal,R.G.: "Real Gas Pseudo-time - A New Function For Pressure Buildup Analysis of MHF Gas Wells", Setembro de 1979, paper SPE 8279.
- Alani,G.H. and Kennedy,H.T.: "Volumes of Liquid Hydrocarbons at High Temperatures and Pressures", Trans.AIME, 1960, vol.219 , 288-292.
- Al-Hussainy,R.: "Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting", JPT, Maio de 1966, 637-642, paper SPE 1243p-b.
- Al-Hussainy,R.: "Transient Flow of Ideal and Real Gases Through Porous Media", Ph.D. Thesis, Texas A&M University, 1967, 107p.
- Al-Khalifa,A.A.,Horne,R.N. and Aziz,K.: "In-Place Determination of Reservoir Relative Permeability Using Well Test Analysis", apresentado no SPE Middle East Oil technical Conference and Exhibition, Manama, Bahrain, Março de 1989, paper SPE 17973, 14p.
- Aronofsky,M.J.and Jenkins,R.: "A Simplified Analysis of Unsteady Radial Gas Flow", Trans. AIME, 1954, Vol.201, 149-154.
- Behrenbruch,P.: "Interpretation of Results from Well Testing Gas Condensate Reservoirs : Comparison of Theory and Field Cases", 1984, paper SPE 13185, 16p.

- Bøe,Skjaeveland,S.M. and Whitson,C.H.: "Two-Phase Pressure Test Analysis", SPEFE Dezembro de 1989, 604-610, paper SPE 10224.
- Chopra,A.K. and Carter,R.D.: "Proof of The Two-Phase Steady-State Theory for Flow Through Porous Media", SPEFE, Dezembro de 1986, 603-608, paper SPE 14472,
- Chopra,A.K.: "Transient and Steady-State Aspects of Gas Condensate Well Performance", paper 88-39-42, apresentado no 39th Annual Meeting of the Petroleum Society of Cim-Calgary, Junho de 1988.
- Danesh,A.,Henderson,G.D.,Krinis,D. and Peden,J.M.: "Experimental Investigation of Retrograde Condensation in Porous Media at Reservoir Conditions", 1988, paper SPE 18316.
- Drohman,J.K.,Trengove,R.D. and Goldthorpe,W.H.: "On the Quality of Data From Standard Gas-Condensate PVT Experiments", 1988, paper SPE 17768.
- Earlougher,R.C.Jr.: "Advances in Well Test Analysis", SPE of AIME, N.Y., 1977.
- Economides,M.J.: "Hysteresis Effects for Gas Condensate Wells Undergoing Buildup Tests Below the Dew Point Pressure", 1987, 8p, paper SPE 16748.
- Eilerts,C.K.,Summer,E.F. and Potts,N.L.: "Integration of the Partial Differential Equations for Transient Radial Flow of Gas Condensate Fluids in Porous Structures", SPEJ, Junho de 1965, 141-152.
- "Equation of State PVT Program", User's Manual, Release 4.0, Novembro de 1984, Scientific Software-Intercomp.
- Evinger,H.H.and Muskat,M.: "Calculation of Theoretical Productivity Factor", Trans.AIME, 1942, vol.46, 126-139.

- Fetkovich,M.J.: "The Isochronal Testing of Oil Wells", apresentado no 48th Annual Fall Meeting, Las Vegas, Nv, 1973, paper SPE 4529.
- Finjord,J.: "A Numerical Study of The Pseudotime Transformation for Drawdown in the Infinite-Acting Period", SPEFE, Junho de 1989, 303-311, paper SPE 15206.
- Finjord,J.: "Non-Pertubative Approximate Analytical Solution in Pseudotime for Pressure Drawdown in a Gas Reservoir", 1985, paper SPE 15207, 30p.
- Finjord,J.: "An Analytical Study of Pseudotime for Pressure Drawdown in a Gas Reservoir", SPEFE, Junho de 1989, 287-292, paper SPE 15205.
- Fussel,D.D.: "Single-Well Performance Predictions for Gas Condensate Reservoirs", JPT, Julho de 1973, 860-870, paper SPE 4072.
- Gomes,H.P.: "Modelo Composicional de Reservatórios Com Formulação Totalmente Implícita", Dissertação de Mestrado, Unicamp, Novembro de 1990.
- Gondouin,M.,Iffly,R. and Husson,J.: "An Attempt to Predict the Time Dependence of Well Deliverability in Gas Condensate Fields", Junho de 1967, paper SPE 1478.
- Gravier,J.F.,Lemouzy,P. and Barroux,C.: "Determination of Gas Condensate Relative Permeability on Whole Core under Reservoir Conditions", 1983, paper SPE 11493.
- Hawkins,M.F.Jr.: "A Note on the Skin Effects", trans. AIME, 1956, vol.207, 356-357.
- Hinchman,S.B. and Barree,R.D.: "Productivity Loss in Gas Condensate Reservoirs", 1985, paper SPE 14203.
- Honarpour,M.,Koederitz,L. and Harvey,A.H.: "Relative Permeability of Petroleum Reservoirs", CRC Press, Boca Raton, Florida, 1986.

- Jones,J.R. and Raghavan,R.: "Interpretation of Flowing Well Response in Gas Condensate Wells", SPEFE, Setembro de 1988, 578-594, paper SPE 14204.
- Jones,J.R.,Vo,D.T. and Raghavan,R.: "Interpretation of Pressure-Buildup Responses in Gas-Condensate Wells", SPEFE, Março de 1989, 93-104, paper SPE 15535.
- Jones,J.R.: "Computation and Analysis of Single Well Responses for Gas Condensate Systems", The University of Tulsa, Ph.D. Thesis, 1985, 398p.
- Klins,M.A.: "a Semi-Analytical Approach to Pseudo-Pressure Calculations", JPT, Abril de 1987, 468-472, paper SPE 15914.
- Kniazeff,V.J. and Naville,S.A.: "Two-Phase Flow of Volatile Hidrocarbons", SPEJ, Março de 1965, 37-44.
- Lee,A.L.and Gonzalez,M.H.: "The Viscosity of Natural Gases", JPT, Agosto de 1966, 997-1000, paper SPE 1340.
- Lee,R.L.: "Effect of Turbulence on Transient flow of Real Gas Through Porous Media", SPEFE, Março de 1987, 108-120, paper SPE 14205.
- Lohrenz,J.,Bray,B.G. and Clark,C.R.: "Calculating Viscosities of Reservoir Fluids from Their Compositions", JPT, Outubro de 1964, 1171-1176.
- Martin,J.C.: "Simplified Equations of flow in Gas Drive Reservoirs and The Theoretical Foundations of Multiphase Pressure Buildup Analysis", Trans.AIME, 1959, vol.216, 219-311.
- Meuneir,D.F.: "Use of Normalized Pressure and Times in Gas Well Test Analysis", SPEFE, Dezembro de 1987, 629-636, paper SPE 13082.

- Moses,P.L.: "Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems", JPT, Julho de 1986, 715-723, paper SPE 15835.
- O'Dell,H.G.and Miller,R.N.: "Successfully Cycling a Low Permeability, High Yield Gas Condensate Reservaoir", JPT, Janeiro de 1967, 41-47.
- Peng,D.Y. and Robinson,D.B.: "A New Two-Constant Equation of State", I.E.C. Fundamentals, 1976, vol.15, nº 1, 99-64.
- Perrine,R.L.: "Analysis of Pressure Buildup Curves", Drill. and Prod. Prac., API, 1956, 482-509.
- Pinto,A.C.C. and Melo,J.R.C.: "Comportamento de Poços em Reservatórios de Gás Condensado", III Seminário de Engenharia de Reservatórios-Petrobrás, 1988.
- Raghavan,R.: "Well Test Analysis : Wells Producing by Solution Gas Drive", SPEJ, Agosto de 1976, 196-208.
- Reynolds,A.C.,Bratvold,R.B. and Ding,W.: "Semilog Analysis og Gas Well Drawdown and Buildup Data", Março de 1985, paper SPE 13664, SPEFE DEZ/87, 657-670.
- Saeidi,A. and handy,L.L.: "Flow and Phase Behavior of Gas Condensate and Volatile Oils in Porous Media", 1974, paper SPE 4891.
- Scott,J.O.: "Application of a New Method for Determining Flow Characteristics of Fractured Gas Wells in Tight Sands", paper SPE 7931, apresentado no Symposium on Low Permeability Gas Reservoirs, Denver,1979.
- Serra,K.V.,Peres,A.M.M. and Reynolds,A.C.: "Well-Test Analysis For Solution-Gas-Drive Reservoirs : Part 1 - Determination of Relative and Absolute Permeabilities", SPEFE, Junho de 1990a, 124-132, paper SPE 17020.

- Serra,K.V.,Peres,A.M.M. and Reynolds,A.C.: "Well-Test Analysis For Solution-Gas-Drive Reservoirs : Part 2 - Buildup Analysis", SPEFE, Junho de 1990b, paper SPE 17048.
- Serra,K.V.,Peres,A.M.M. and Reynolds,A.C.: "Well-Test Analysis for Solution-Gas-Drive Reservoirs : Part 3 - A Unified Treatment of the Pressure-Squared Method", SPEFE, junho de 1990c, 141-150, paper SPE 18110.
- Sigmund, P.M.,Dranchuk,P.M.,Morrow,N.R., and Purvis,R.A.: "Retrograde Condensation in Porous Media", SPEJ, abril 1973, 93-104.
- Standing,M.B.: "Notes on Relative Permeability Relationships", Department of Petroleum Engineering, Stanford University, 1975.
- "Theory and Practice of the Testing of Gas Wells", Energy Resources Conservation Board, Calgary, Alberta, Canadá, 3ª edição,1975.
- Thompson,L.G.,Vo,D.T.: "Drawdown Well Testing Analysis for Multicomponent Hydrocarbon System", 1988, paper SPE 18126.
- Vo,D.T.,Jones,J.R. and Raghavan,R.: "Performance Predictions for Gas Condensate Reservoirs", SPEFE, Dezembro de 1989, 604-610, paper SPE 16984.
- Vo,D.T.: "Single Well Predications for Gas Condensate Reservoirs", M.S. Thesis, University of Tulsa, Oklahoma, 1987.
- Vo,D.T. and Raghavan,R.: "An Approximate Method for Analysis of Data for Multiphase Flow", 1988, paper SPE 18112.

APÊNDICE A - PROCEDIMENTOS PARA INTERPRETAÇÃO DE UM TESTE

O método de interpretação e as informações obtidas na análise de um teste de pressão em um reservatório de gás e condensado dependem do grau de conhecimento que se tem do fluido e da rocha. Neste ítem serão analisadas as diversas alternativas para interpretar um teste de pressão com vazão de produção constante durante o regime transiente. Assume-se que são válidas todas as hipóteses do ítem 2.1.

O intérprete deve primeiramente verificar se durante o fluxo a pressão caiu abaixo da pressão de orvalho do gás. Em caso negativo o análogo monofásico de Al-Hussainy(1966) pode ser utilizado, permitindo estimar a permeabilidade absoluta e o fator de película. Para testes com vazões elevadas, o emprego do tempo normalizado de Scott(1979) na análise da estática possibilita obter estimativas mais confiáveis para os parâmetros.

Quando a pressão de fluxo cai abaixo da pressão de orvalho, o fluxo nas cercanias do poço é multifásico, e a abordagem deve ser diferente. Inicialmente deve-se verificar se existe uma análise PVT representativa do gás inicialmente "in-place". Em caso negativo, a interpretação do teste fica prejudicada. Ainda assim é possível utilizar o análogo monofásico, e calcular a permeabilidade absoluta com os dados do período de estática, e a permeabilidade efetiva ao gás com os dados do período de fluxo. A determinação do valor correto para o fator de película não é possível nestas condições.

Em se dispondo de uma análise PVT representativa, então é possível utilizar um simulador PVT para gerar os dados da expansão a composição constante(CCE), necessários para interpretar o teste com a teoria do fluxo bifásico permanente. Porém, antes de gerar os dados da CCE deve-se efetuar um ajuste nos parâmetros da equação de estado, por meio de uma regressão não linear nos resultados da análise PVT.

O passo seguinte é verificar se são conhecidas as curvas de permeabilidade relativa. Se estas forem conhecidas a teoria do permanente pode efetivamente ser empregada. Entretanto, antes de utilizar a teoria do permanente se faz necessário

comparar a pressão estática inicial com a pressão de orvalho do gás. Se o gás for saturado, ou se a pressão inicial for muito próxima da pressão de orvalho, a teoria do permanente falha se aplicada isoladamente. Porém, empregando a teoria do permanente conjugada com o método das derivadas é possível obter valores representativos para a permeabilidade absoluta, permeabilidade efetiva e para o fator de película. Naturalmente que tal abordagem só pode ser usada se um trecho da curva de fluxo for derivável para recuperar a mobilidade total no reservatório. Nos casos em que a pressão estática não é próxima da pressão de orvalho, a análise fica mais fácil, pois a teoria do permanente pode ser aplicada isoladamente. Porém, se o gás é pobre, a utilização da teoria do permanente com o método das derivadas pode levar a melhores resultados.

Quando as curvas de permeabilidade relativa são desconhecidas, como é o caso mais comum, dois caminhos podem ser seguidos. Se forem disponíveis algumas informações adicionais, tais como o coeficiente de distribuição de tamanho de poros, e a saturação crítica de líquido, pode-se tentar utilizar correlações empíricas para gerar as curvas de permeabilidade relativa. Ressalte-se que o emprego de correlações empíricas desenvolvidas para um processo de drenagem não fornece bons resultados para o caso de reservatórios de gás e condensado. Além disso, as curvas de permeabilidade relativa têm uma influência muito grande nos valores dos parâmetros calculados com a teoria do permanente. As curvas de permeabilidade relativa geradas por meio de correlações empíricas só devem ser empregadas se balizadas com o método das derivadas. Finalmente, se não forem conhecidas as curvas de permeabilidades relativas ainda resta a opção de utilizar o método das derivadas. Nestas situações é fundamental ter uma boa estimativa da pressão de orvalho do gás.

Para calcular a permeabilidade efetiva ao gás, por meio da equação (4.11), deve-se conhecer a vazão molar da fase gás na face da formação. Em geral tal informação não é disponível. Porém, nos reservatórios de gás e condensado, a vazão molar do condensado na face da formação é muito menor que a vazão molar de gás. Isto acontece porque a viscosidade do gás é também muito menor que a do condensado, e como o líquido é a fase molhante, sua permeabilidade relativa é também menor que a do gás. Portanto, uma aproximação razoável consiste em usar a vazão molar total para calcular a permeabilidade efetiva do gás. Como as medições

de vazão são feitas na superfície, a vazão de condensado no separador de teste deve ser adicionada à vazão de gás, para obter a vazão molar total.

Nas simulações que foram realizadas neste trabalho, no caso mais favorável à produção da fase líquida, a vazão molar do condensado na face da formação representou apenas 3,4 % da vazão total. Pelo exposto anteriormente, pode-se inferir que os métodos de análise que dependem da medição direta da razão gás-óleo na superfície, ou da medição das vazões das fases em subsuperfície não devem fornecer resultados satisfatórios quando aplicados aos reservatórios de gás e condensado.

A figura (A1) apresenta um diagrama de fluxo que sintetiza o exposto neste item.

ROTEIRO PARA INTERPRETAÇÃO DE UM TESTE DE PRESSÃO

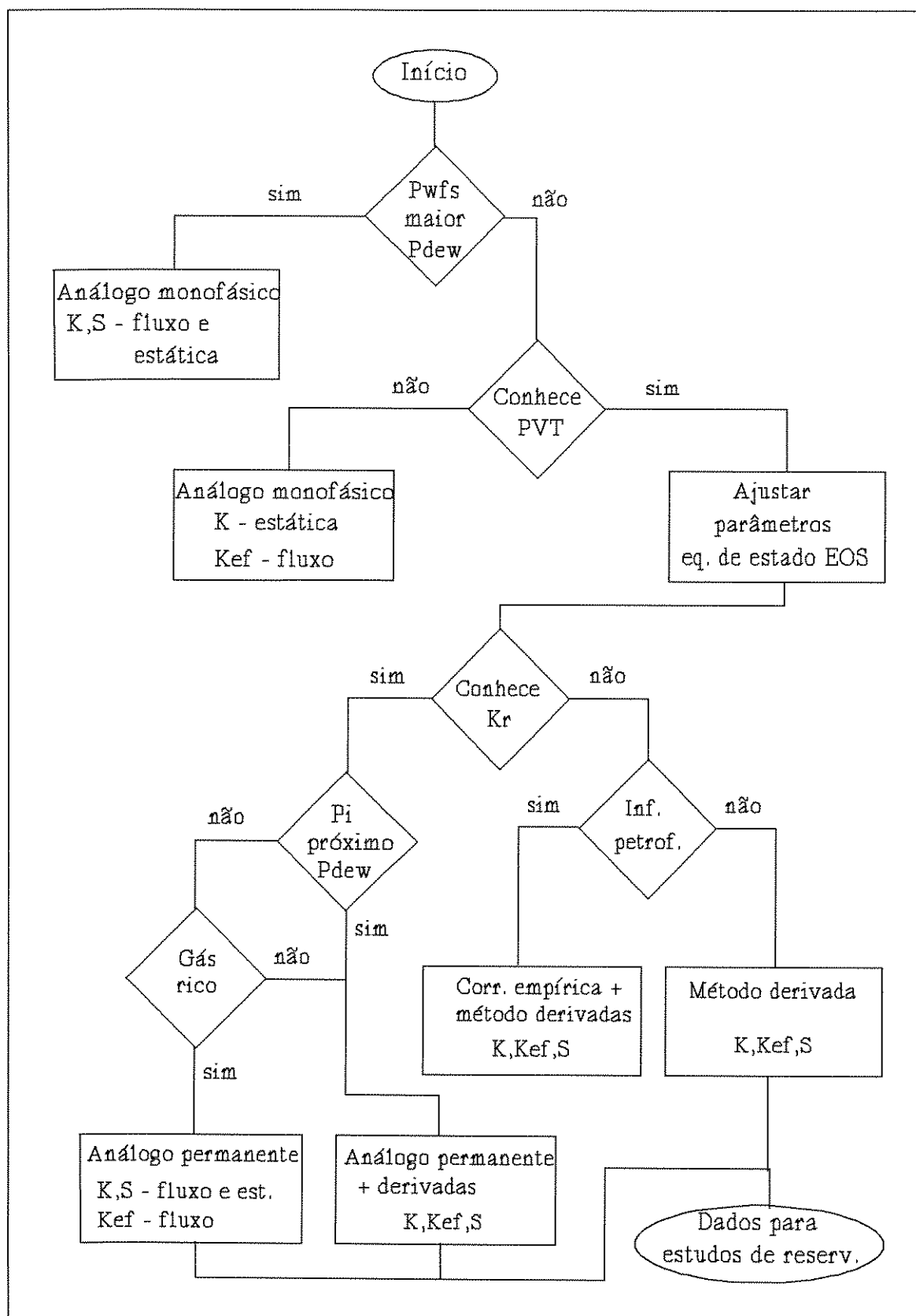


Fig. A1 - Roteiro para interpretação de um teste de pressão

APÊNDICE B -DADOS DE FLUIDO E ROCHA

Tabela B1 - Composição e parâmetros da EOS - fluido 1

Componentes	PC1	PC2	PC3
Fração molar	0.70140D+0	0.12230D+0	0.12880D+0
Pressão crítica(Pa)	0.43747252D+07	0.49263060D+07	0.40258504D+07
Temp. crítica (K)	0.17733333D+03	0.30572222D+03	0.39722222D+03
Fator Z	0.28890000D+00	0.28480000D+00	0.27520000D+00
Temp. de bolha (K)	0.12516667D+03	0.18533333D+03	0.25255556D+03
Fator acêntrico	0.14900000D-01	0.99700000D-01	0.17510000D+00
Parachor	0.82670000D+02	0.10855000D+03	0.17058900D+03
Omega A	0.48601987D+00	0.45713808D+00	0.46434432D+00
Omega B	0.79591950D-01	0.77969230D-01	0.78903120D-01
Peso molecular	0.18610000D+02	0.30250000D+02	0.51280000D+02

Componentes	PC4	PC5	PC6
Fração molar	0.03620D+0	0.00280D+0	0.00850D+0
Pressão crítica(Pa)	0.26379352D+07	0.19663856D+07	0.16354371D+07
Temp. crítica (K)	0.55311111D+03	0.63877778D+03	0.74605556D+03
Fator Z	0.26090000D+00	0.24000000D+00	0.22340000D+00
Temp. de bolha (K)	0.38605556D+03	0.46927778D+03	0.56333333D+03
Fator acêntrico	0.37250000D+00	0.53500000D+00	0.59370000D+00
Parachor	0.33297100D+03	0.47100000D+03	0.68700000D+03
Omega A	0.47020373D+00	0.28000000D+00	0.28000000D+00
Omega B	0.79508320D-01	0.10636427D+00	0.54980570D-01
Peso molecular	0.10756000D+03	0.15631000D+03	0.22800000D+03

Coefficientes de iteração binária

0.181400D-02 -0.373000D-03 0.286690D-01 0.329830D-01 0.208581D+00
-0.866000D-03 0.991600D-02 0.991600D-02 0.991600D-02
0.285300D-02 0.285300D-02 0.285300D-02
0.000000D+00 0.000000D+00
0.000000D+00

Tabela B2 - Composição e parâmetros da EOS - fluido 2

Componentes	PC1	PC2	PC3
Fração molar	0.61170	0.14670	0.17110
Pressão crítica(Pa)	46.24987D+5	49.51453D+5	40.01358D+5
Temp. crítica (K)	190.405D+0	305.700D+0	400.0889D+0
Fator Z	0.2897	0.2847	0.2751
Temp. de bolha (K)	111.5D+0	272.61D+0	447.267D+0
Fator acêntrico	0.0084D+0	0.1009D+0	0.1773D+0
Parachor	77.337D+0	108.975D+0	172.700D+0
Omega A	0.45609774D+0	0.45717847D+0	0.46444995D+0
Omega B	0.07777048D+0	0.07809970D+0	0.07891221D+0
Peso molecular	16.190D+0	30.390D+0	52.03D+0

Componentes	PC4	PC5	PC6
Fração molar	0.05080	0.01400	0.00570
Pressão crítica(Pa)	26.19999D+5	22.02660D+5	13.62675D+5
Temp. crítica (K)	555.1778D+0	742.389D+0	915.7899D+0
Fator Z	0.2606D+0	0.2490D+0	0.2297D+0
Temp. de bolha (K)	447.267D+0	447.267D+0	447.267D+0
Fator acêntrico	0.3758D+0	0.5060D+0	0.8290D+0
Parachor	335.688D+0	576.098D+0	1043.933D+0
Omega A	0.46980425D+0	0.45723553D+0	0.45723553D+0
Omega B	0.07945527D+0	0.07779607D+0	0.07779607D+0
Peso molecular	108.54D+0	184.41D+0	340.88D+0

Coefficientes de iteração binária

0.000009D+0 -0.002502D+0 0.030695D+0 0.046471D+0 0.055190D+0
-0.000810D+0 0.009867D+0 0.009867D+0 0.009867D+0
0.002363D+0 0.002363D+0 0.002363D+0
0.000000D+0 0.000000D+0
0.000000D+0

Tabela B3 - Expansão a composição constante - fluido 1

Pressão (Pa)	Viscosidade condensado (Pa.s)	Viscosidade gás (Pa.s)	Densidade condensado (mol-kg/m ³)	Densidade gás (mol-kg/m ³)
.30000000E+07	.26350149E-03	.12296657E-04	.60811586E+01	.10973107E+01
.42500000E+07	.23758243E-03	.12719130E-04	.65260351E+01	.15991460E+01
.55000000E+07	.21727927E-03	.13208609E-04	.69073653E+01	.21254420E+01
.67500000E+07	.20074606E-03	.13777370E-04	.72431768E+01	.26744095E+01
.80000000E+07	.18715031E-03	.14437082E-04	.75413193E+01	.32436940E+01
.92500000E+07	.17599267E-03	.15200536E-04	.78059677E+01	.38302558E+01
.10500000E+08	.16695406E-03	.16081893E-04	.80391447E+01	.44302091E+01
.11750000E+08	.15984190E-03	.17096170E-04	.82412521E+01	.50386360E+01
.13000000E+08	.15455470E-03	.18257940E-04	.84115179E+01	.56494161E+01
.14250000E+08	.15104074E-03	.19579021E-04	.85487380E+01	.62551720E+01
.15500000E+08	.14923928E-03	.21065395E-04	.86525105E+01	.68475276E+01
.16750000E+08	.14900746E-03	.22714528E-04	.87247886E+01	.74178935E+01
.18000000E+08	.15006449E-03	.24515154E-04	.87709195E+01	.79587447E+01
.19250000E+08	.15199992E-03	.26450634E-04	.87991285E+01	.84648728E+01
.20500000E+08	.15435582E-03	.28504197E-04	.88184631E+01	.89339051E+01
.21750000E+08	.15672877E-03	.30662924E-04	.88365859E+01	.93659011E+01
.23000000E+08	.15883023E-03	.32918985E-04	.88586959E+01	.97624782E+01
.24250000E+08	.16049167E-03	.35268984E-04	.88876382E+01	.10125998E+02
.25500000E+08	.16163830E-03	.37712751E-04	.89245643E+01	.10459032E+02
.25590000E+08	.16170041E-03	.37891557E-04	.89275197E+01	.10481799E+02
.26750000E+08	.00000000E+00	.39519451E-04	.00000000E+00	.10750932E+02
.28000000E+08	.00000000E+00	.41261992E-04	.00000000E+00	.11024615E+02

Tabela B3 - Expansão a composição constante - fluido 1 (cont.)

Pressão (Pa)	Saturação condensado (fração)	Fator Z condensado	Fator Z gás
.30000000E+07	.81227715E-02	.16014437E+00	.92476339E+00
.42500000E+07	.13314963E-01	.21355993E+00	.89895881E+00
.55000000E+07	.19098390E-01	.26299442E+00	.87529089E+00
.67500000E+07	.25289593E-01	.30950517E+00	.85371880E+00
.80000000E+07	.31651482E-01	.35382831E+00	.83423631E+00
.92500000E+07	.37888587E-01	.39649211E+00	.81686996E+00
.10500000E+08	.43648740E-01	.43790483E+00	.80168555E+00
.11750000E+08	.48533940E-01	.47841681E+00	.78879448E+00
.13000000E+08	.52129322E-01	.51836063E+00	.77835687E+00
.14250000E+08	.54059581E-01	.55806724E+00	.77057441E+00
.15500000E+08	.54070934E-01	.59784885E+00	.76566163E+00
.16750000E+08	.52108190E-01	.63794156E+00	.76378865E+00
.18000000E+08	.48329825E-01	.67842735E+00	.76500964E+00
.19250000E+08	.43028163E-01	.71919093E+00	.76921771E+00
.20500000E+08	.36500356E-01	.75995827E+00	.77616045E+00
.21750000E+08	.28955227E-01	.80039469E+00	.78550449E+00
.23000000E+08	.20490758E-01	.84019601E+00	.79690534E+00
.24250000E+08	.11115798E-01	.87913327E+00	.81005199E+00
.25500000E+08	.77992713E-03	.91705647E+00	.82468418E+00
.25590000E+08	.00000000E+00	.91970000E+00	.82580000E+00
.26750000E+08	.00000000E-00	.00000000E+00	.84162120E+00
.28000000E+08	.00000000E-00	.00000007E+00	.85907992E+00

Tabela B4 - Expansão a composição constante - fluido 2

Pressão (Pa)	Viscosidade condensado (Pa.s)	Viscosidade gás (Pa.s)	Densidade condensado (mol·kg/m ³)	Densidade gás (mol·kg/m ³)
.30000000E+07	.38831148E-03	.13894344E-04	.46481486E+01	.91251726E+00
.44500000E+07	.32707328E-03	.14375368E-04	.50652707E+01	.13903326E+01
.59000000E+07	.28833632E-03	.14927557E-04	.54200913E+01	.18886744E+01
.73500000E+07	.26114803E-03	.15560089E-04	.57330355E+01	.24047987E+01
.88000000E+07	.24078612E-03	.16282937E-04	.60148518E+01	.29353288E+01
.10250000E+08	.22494102E-03	.17105900E-04	.62716992E+01	.34761263E+01
.11700000E+08	.21233256E-03	.18038017E-04	.65075554E+01	.40223029E+01
.13150000E+08	.20216176E-03	.19086925E-04	.67253429E+01	.45683578E+01
.14600000E+08	.19386832E-03	.20258161E-04	.69274976E+01	.51084333E+01
.16050000E+08	.18700692E-03	.21554532E-04	.71163226E+01	.56366662E+01
.17500000E+08	.18117517E-03	.22975810E-04	.72942764E+01	.61475987E+01
.18950000E+08	.17597530E-03	.24519227E-04	.74641968E+01	.66365959E+01
.20400000E+08	.17101193E-03	.26181108E-04	.76293544E+01	.71001740E+01
.21850000E+08	.16592343E-03	.27959542E-04	.77932574E+01	.75361226E+01
.23300000E+08	.16042597E-03	.29857325E-04	.79592893E+01	.79433522E+01
.24750000E+08	.15434123E-03	.31884481E-04	.81303943E+01	.83215251E+01
.26200000E+08	.14759338E-03	.34060397E-04	.83089746E+01	.86706066E+01
.27650000E+08	.14018199E-03	.36416469E-04	.84970162E+01	.89904393E+01
.29100000E+08	.13214477E-03	.39000914E-04	.86963817E+01	.92803452E+01
.30160000E+08	.12592884E-03	.41067884E-04	.88497696E+01	.94717115E+01
.30550000E+08	.00000000E+00	.41521116E-04	.00000000E+00	.95386189E+01
.32000000E+08	.00000000E+00	.43177003E-04	.00000000E+00	.97757766E+01

Tabela B4 - Expansão a composição constante - fluido 2 (cont.)

Pressão (Pa)	Saturação condensado (fração)	Fator Z condensado	Fator Z gás
.30000000E+07	.73959325E-02	.20021467E+00	.93646864E+00
.44500000E+07	.12841473E-01	.27140622E+00	.91170507E+00
.59000000E+07	.19029893E-01	.33589035E+00	.88983195E+00
.73500000E+07	.25671357E-01	.39568407E+00	.87060607E+00
.88000000E+07	.32496015E-01	.45193243E+00	.85396288E+00
.10250000E+08	.39234949E-01	.50539767E+00	.83992671E+00
.11700000E+08	.45617928E-01	.55662471E+00	.82856039E+00
.13150000E+08	.51382638E-01	.60601157E+00	.81993366E+00
.14600000E+08	.56290274E-01	.65384088E+00	.81410083E+00
.16050000E+08	.60142933E-01	.70028637E+00	.81108393E+00
.17500000E+08	.62796084E-01	.74540009E+00	.81085950E+00
.18950000E+08	.64155897E-01	.78909360E+00	.81334895E+00
.20400000E+08	.64151611E-01	.83113632E+00	.81841626E+00
.21850000E+08	.62682232E-01	.87119029E+00	.82587926E+00
.23300000E+08	.59547968E-01	.90887533E+00	.83553602E+00
.24750000E+08	.54374768E-01	.94383342E+00	.84719884E+00
.26200000E+08	.46520348E-01	.97576374E+00	.86072592E+00
.27650000E+08	.34918277E-01	.10044204E+01	.87604678E+00
.29100000E+08	.17761766E-01	.10295793E+01	.89318605E+00
.30160000E+08	.00000000E+00	.10456000E+01	.90690000E+00
.30550000E+08	.00000000E+00	.00000000E+00	.91230234E+00
.32000000E+08	.00000000E+00	.00000000E+00	.93242044E+00

Tabela B5 - Curva de permeabilidade relativa 1

Saturação gás	Kro	Krg
.25	.197888	.000000
.32	.106459	.006645
.36	.074698	.016159
.39	.050462	.030055
.46	.019743	.071688
.50	.011077	.099702
.53	.005576	.132644
.57	.002394	.170567
.60	.000797	.213484
.64	.000164	.261366
.67	.000010	.314141
.71	.000000	.371685
.74	.000000	.433823
.78	.000000	.500319
.81	.000000	.570864
.85	.000000	.645067
.88	.000000	.722429
.92	.000000	.802304
.95	.000000	.883814
1.00	.000000	1.00000

Tabela B6 - Curva de permeabilidade relativa 2

Saturação gás	Kro	Krg
.000	1.00000	.000000
.075	.633529	.009868
.200	.296516	.073077
.275	.172092	.144365
.325	.123803	.202042
.375	.083715	.269189
.425	.059002	.351605
.475	.039517	.447427
.525	.021190	.557930
.575	.007458	.678843
.625	.000000	.817314
.675	.000000	.967477
.725	.000000	.996659
.775	.000000	.998886
.800	.000000	1.000000
.850	.000000	1.000000
.900	.000000	1.000000
.950	.000000	1.000000
.975	.000000	1.000000
1.00	.000000	1.000000

Tabela B7 - Curva de permeabilidade relativa 3

Saturação gás	Kro	Krg
.00	1.00000	.000000
.04	.575000	.002850
.08	.398000	.014280
.12	.254000	.032000
.16	.153000	.058000
.20	.085000	.090000
.24	.050600	.130000
.28	.030000	.176000
.32	.017200	.228000
.36	.008600	.288000
.40	.003000	.360000
.44	.001800	.432000
.48	.000600	.522000
.52	.000000	.603200
.56	.000000	.670000
.60	.000000	.730000
.64	.000000	.778000
.68	.000000	.814000
.72	.000000	.846000
.76	.000000	.875200
.80	.000000	.896000
.84	.000000	.916800
.88	.000000	.937600
.92	.000000	.958400
.96	.000000	.979200
1.00	.000000	1.000000