

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

Modelagem Numérica da Variação Composicional na Migração Secundária de Petróleo

Autor: Márcia Santos de Almeida Magalhães

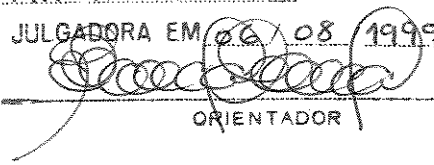
Orientador: Antônio Cláudio de França Correa

Co-orientador: Chang, Hung Kiang

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

65/99

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR MÁRCIA SANTOS
DE A. MAGALHÃES E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 06/08/1999


ORIENTADOR

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

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

Modelagem Numérica da Variação Composicional na Migração Secundária de Petróleo

Autor: **Márcia Santos de Almeida Magalhães**
Orientador: **Antônio Cláudio de França Correa**
Co-orientador: **Chang, Hung Kiang**

Curso: Engenharia de Petróleo

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

Dissertação de mestrado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 1999

S.P. - Brasil

00008760

UNIDADE	D C
N.º CHAMADA:	
	UNICAMP
	M27m
V.	Es
TOTAL	41600
PROD.	278/00
C	☐
D	☒
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	14-07-00
N.º CPD	

CM-00142221-7

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

M27m Magalhães, Márcia Santos de Almeida
Modelagem numérica da variação composicional na
migração secundária de petróleo / Márcia Santos de
Almeida Magalhães.--Campinas, SP: [s.n.], 1999.

Orientadores: Antônio Cláudio de França Correa,
Chang Hung Kiang..
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Métodos de simulação. 2. Simulação
(Computadores). I. Correa, Antônio Cláudio de França.
II. Chang, Hung Kiang. III. Universidade Estadual de
Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV.
Título.

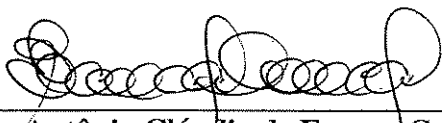
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Modelagem Numérica da Variação Composicional na Migração Secundária de Petróleo

Autor: **Márcia Santos de Almeida Magalhães**
Orientador: **Antônio Cláudio de França Correa**
Co-orientador: **Chang, Hung Kiang**

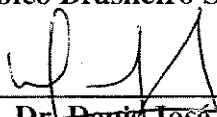
Banca Examinadora:



Prof. Dr. Antônio Cláudio de França Correa, Presidente
Petróleo Brasileiro S.A.



Prof. Dr. Daniel Nunes de Miranda Filho
Petróleo Brasileiro S.A.



Prof. Dr. Denis José Schiozer
DEP/FEM/UNICAMP

Campinas, 06 de agosto de 1999

Dedicatória

Para Luca, com muito amor.

Agradecimentos

À amiga Nina, pelo amor e atenção com que cuidou de meu filho na minha ausência;

Ao meu companheiro Sueldo, por compreender e apoiar minha dedicação a este estudo;

Aos meus familiares, em especial minha mãe, Ianny, e meu sobrinho, Eduardo, pelo carinho, incentivo e suporte;

À Petróleo Brasileiro S.A., pela oportunidade de realização deste treinamento e pela liberação dos dados solicitados;

Ao engenheiro Hamilton Pimentel Gomes, principal responsável pelos rumos deste estudo, pela motivação, paciência e atenção a todos os questionamentos;

Ao engenheiro Daniel Nunes de Miranda Filho, pelo inestimável auxílio e proveitosas discussões na etapa de simulação de fluxo;

Ao geólogo João de Deus Souto Filho, pelo apoio e estímulo a vencer este “desafio”;

Ao engenheiro Júlio Eustáquio Gontijo, gerente do E&P/GERER/GEREV, e aos colegas do grupo de Marlim, pela compreensão, paciência e colaboração;

Aos engenheiros Antônio Carlos Bittencourt, Fábio Prais, Ivo Fernandez Lopes, Antônio Carlos Capeleiro Pinto e Kleber Galvão de Oliveira Pádua, pelas críticas, sugestões e apoio em diversas etapas do projeto;

Aos engenheiros Rômulo de Athayde Caminha e Carmo de Covas Santos, pela amizade e companheirismo ao longo desta jornada;

Ao corpo de estagiários, funcionários e professores do DEP, que contribuíram de maneira direta ou indireta na condução deste estudo, em especial ao professor Denis José Schiozer, à analista de sistemas Giselle Aparecida Moreira Palermo e aos estagiários José Roberto Garcia Rodrigues, Fábio da Silva Borges e René Juliano Martins. À secretária Rosalba Garabini da Silveira Ajeje, pelo carinho e valioso apoio em todo o período;

Ao orientador Antônio Cláudio de França Correa e ao co-orientador Chang, Hung Kiang, pelas discussões, sugestões e facilidades proporcionadas.

Resumo

Magalhães, Márcia Santos de Almeida. *Modelagem Numérica da Variação Composicional na Migração Secundária de Petróleo*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 126 p. Dissertação (Mestrado)

Neste estudo a migração secundária do petróleo é analisada sob uma abordagem composicional, com separação de fases, através de um simulador numérico. A modelagem é conduzida em dois cenários geológicos distintos, onde a migração se dá ao longo da rocha carreadora ou através de falha. Cada cenário é inicializado com o banco de hidrocarbonetos em fase única, cujas misturas se encontram nas regiões de óleo, gás retrógrado e nas proximidades do ponto crítico dos respectivos envelopes de fases. Estes fluidos são obtidos através de um simulador de PVT onde, a partir de quatro amostras (óleo tipo *Black-Oil*, óleo volátil e duas de gás retrógrado), são geradas diversas misturas de hidrocarbonetos, das quais são selecionadas aquelas que atendem às condições de pressão e temperatura estabelecidas para os modelos. Os resultados encontrados mostram que o processo de separação de fases, a migração e a diferenciação do gás e óleo são reproduzidos satisfatoriamente, e que modelagens deste tipo podem ser usadas para explicar a distribuição complexa de fluidos em uma mesma acumulação ou província petrolífera. Por outro lado, as análises dos processos pós-preenchimento das armadilhas indicam a necessidade da inclusão do termo difusivo nas equações de fluxo consideradas pelo simulador e do aumento do grau de precisão das propriedades dos fluidos.

Palavras Chave

- Migração, Separação de Fases, Simulação Composicional

Abstract

Magalhães, Márcia Santos de Almeida. *Numerical Modeling of Compositional Variation in Petroleum Secondary Migration*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 126 p. Dissertação (Mestrado)

The secondary migration of petroleum is analyzed in this study from a compositional perspective, with phase separation, using a numerical simulator. The modeling is focused on two different geologic scenarios, where migration occurs along the formation rock or through a fault. Each scenario is initialized with a single-phase hydrocarbon bank, with mixtures defined in the oil and gas zones and in the proximity of the critical point in their respective phase envelopes. These fluids are obtained using a PVT simulator based on four samples (Black-oil, volatile oil and two retrograde gases) which generate various hydrocarbon mixtures from which some are selected to meet the pressure and temperature conditions established for the models.

The results obtained indicate that the phase separation process, the migration and the oil and gas differences are adequately represented, and that this type of modeling may be used to explain complex fluid distribution in a single accumulation or petroleum province. However, the analysis of post-filling processes indicate the need for the inclusion of a diffusive term in the flow equations used in the simulator and for a higher precision in the fluid properties outputs.

Key Words

- Migration, Phase Separation, Compositional Simulation

Índice

Lista de Figuras.....	ix
Lista de Tabelas.....	xv
Nomenclatura.....	xvii
1. Introdução.....	1
2. Revisão Bibliográfica.....	3
2.1. Conceituação Básica.....	3
2.2. Variações Composicionais Associadas à Geração, Migração e Trapeamento.....	9
2.3. O Uso de Simuladores Numéricos.....	16
2.4. Simulação de Escoamento e Caracterização dos Fluidos do Petróleo.....	18
2.5. Modelo Composicional.....	23
3. Tratamento dos Fluidos.....	26
3.1. Ajuste da Equação de Estado.....	27
3.2. Obtenção da Composição do Banco de Hidrocarbonetos.....	34
3.3. Análise dos Resultados.....	42
4. Simulação Composicional dos Processos de Migração/Preenchimento.....	44
4.1. Introdução.....	44
4.2. Banco de Hidrocarbonetos na Região de Óleo.....	48
4.3. Banco de Hidrocarbonetos na Região Crítica.....	81
4.4. Banco de Hidrocarbonetos na Região de Gás.....	101
5. Conclusões.....	118
Referências Bibliográficas.....	122

Lista de Figuras

2.1. Esquema evolutivo da matéria orgânica	4
2.2. Diagrama de Van Krevelen com os principais tipos de querogênio	5
2.3. Comparação entre as taxas de craqueamento primário, segundo o tipo de querogênio	5
2.4. Representação esquemática dos processos de migração	5
2.5. Modelo de aprisionamento diferencial de Gussow	8
2.6. Diagrama esquemático Pressão-Temperatura-Composição, mostrando as relações entre as fases dos sistemas de hidrocarbonetos	11
2.7. Razão gás/óleo de superfície em função da profundidade de uma bacia <i>offshore</i> da Noruega	12
2.8. Modelo de aprisionamento diferencial através de falhas, com condensação retrógrada no reservatório	13
2.9. Ordem de grandeza dos tempos requeridos para os processos de mistura, em função da qualidade do reservatório, portador de óleo	15
2.10. Efeitos dos processos de mistura em um reservatório hipotético	16
2.11. Tipos mais comuns de malhas de simulação	19
2.12. Envelopes de fases de uma mistura de hidrocarbonetos e posição relativa dos 5 grupos de fluidos do petróleo	20
2.13. Diagramas de fases típicos para os 5 grupos de fluidos do petróleo	22
3.1. Ajustes das curvas de volume relativo na expansão a composição constante	31
3.2. Ajustes das curvas de líquido relativo na depleção a volume constante	31

3.3. Ajustes das curvas de compressibilidade do gás (Z) na depleção a volume constante	32
3.4. Ajustes para as curvas de gás produzido na depleção a volume constante	32
3.5. Resultados da liberação diferencial	33
3.6. Envelopes de fases das amostras ajustadas	34
3.7. Envelopes de fases dos fluidos à superfície	35
3.8. Amostra A – envelopes de fases para recombinações a diferentes RGO's	36
3.9. Amostra B – envelopes de fases para recombinações a diferentes RGO's	37
3.10. Amostra C – envelopes de fases para recombinações a diferentes RGO's	37
3.11. Amostra D – envelopes de fases para recombinações a diferentes RGO's	38
3.12. Relações entre as composições do óleo (A), fluido crítico (B) e gás (C) selecionados e a trajetória P-T dos modelos	41
4.1. Curvas de permeabilidade relativa adotadas no estudo	45
4.2. Malha de simulação utilizada no modelo de Gussow e localização das armadilhas	47
4.3. Malha de simulação utilizada no modelo com falha e localização das armadilhas	48
4.4. Modelo de Gussow com banco na região de óleo – perfis de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados na condição inicial (A) e em 180 anos (B)	52
4.5. Perfis de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 220 e 280 anos (A e B, respectivamente)	53
4.6. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 500 anos	54
4.7. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 700 anos	55
4.8. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em	

1.300 anos	56
4.9. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 3.500 anos	57
4.10. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 5 milhões de anos	58
4.11. Armadilha I – comportamento da pressão, temperatura e saturações das fases nos perfis A a C após o preenchimento (700 anos) e ao término da simulação (5 milhões de anos)	60
4.12. Armadilha I – comportamento das frações molares dos pseudo-componentes $\text{CO}_2\text{-C}_1$ e C_{22+} e dos pesos moleculares das fases nos perfis A a C após o preenchimento (700 anos) e ao término da simulação (5 milhões de anos)	61
4.13. Armadilha I – comportamento das massas específicas e viscosidades das fases nos perfis A a C após o preenchimento (700 anos) e ao término da simulação (5 milhões de anos)	62
4.14. Armadilha I – detalhamento do comportamento das propriedades do óleo no perfil B ao longo do tempo	64
4.15. Armadilha II – comportamento da pressão, temperatura e saturações das fases nos perfis D a F após o preenchimento (1.300 anos) e ao término da simulação (5 milhões de anos)	66
4.16. Armadilha II – comportamento das frações molares dos pseudo-componentes $\text{CO}_2\text{-C}_1$ e C_{22+} e dos pesos moleculares das fases nos perfis D a F após o preenchimento (1.300 anos) e ao término da simulação (5 milhões de anos)	67
4.17. Armadilha II – comportamento das massas específicas e viscosidades das fases nos perfis D a F após o preenchimento (1.300 anos) e ao término da simulação	

(5 milhões de anos)	68
4.18. Armadilha III – comportamento da pressão, temperatura, saturações e pesos moleculares nos perfis G a I após o preenchimento (3.500 anos) e ao término da simulação (5 milhões de anos)	69
4.19. Armadilha III – comportamento das frações molares dos pseudo-componentes $\text{CO}_2\text{-C}_1$ e C_{22+} , das massas específicas e viscosidades do óleo nos perfis G a I após o preenchimento (3.500 anos) e ao término da simulação (5 milhões de anos)	70
4.20. Características dos óleos residuais	71
4.21..Modelo com falha e banco na região de óleo – perfil de saturações, envelope de fases e propriedades do óleo na condição inicial	74
4.22. Perfis de saturações em 10 e 25 anos (A e B, respectivamente)	75
4.23. Perfis de saturações em 200 e 1.400 anos (A e B, respectivamente)	76
4.24. Perfis de saturações em 10.00 e 50.000 anos (A e B, respectivamente)	77
4.25. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 2 milhões de anos	78
4.26. Relações entre os envelopes das composições finais das fases gás e óleo do modelo de Gussow (G15, O21, G14, O20, G13 e O19), do modelo com falha (G2, O2, G1 e O1) e da composição inicial do óleo (I)	81
4.27. Modelo de Gussow com banco na região crítica – perfis de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos na condição inicial (A) e em 40 anos (B)	85
4.28. Perfis de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 115 e 290 anos (A e B, respectivamente)	86
4.29. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 500 anos	87

4.30. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 900 anos	88
4.31. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 3.000 anos	89
4.32. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 20.000 anos	90
4.33. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados ao término da simulação (5 milhões de anos)	91
4.34. Distribuição dos perfis de massa específica do gás nas três armadilhas, após o preenchimento e ao término da simulação	92
4.35. Comportamento dos pesos moleculares no perfil B ao longo do tempo	93
4.36. Modelo com falha e banco na região crítica – perfis de saturações na condição inicial (A) e em 5 anos (B), juntamente com o envelopes de fases e as propriedades do fluido introduzido no simulador	95
4.37. Perfis de saturações em 30 e 100 anos (A e B, respectivamente)	96
4.38. Perfis de saturações em 4.000 e 100.000 anos (A e B, respectivamente)	97
4.39. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 2 milhões de anos	98
4.40. Relações entre os envelopes das composições finais das fases gás e óleo do modelo de Gussow (G18, O15, G17, O14, G16 e O13), do modelo com falha (G2, O2, G1 e O1) e da composição inicial (I)	100
4.41. Modelo de Gussow com banco na região de gás – perfis de saturação, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados na condição inicial (A) e em 160 anos (B)	103

4.42. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 210 anos	104
4.43. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 475 anos	105
4.44. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 700 anos	106
4.45. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 10.000 anos	107
4.46. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 5 milhões de anos	108
4.47. Comportamento da massa específica do gás na três armadilhas, após o preenchimento e ao término da simulação	109
4.48. Detalhamento do comportamento da massa específica do gás nos perfis B e E ao longo do tempo	110
4.49. Modelo com falha e banco na região de gás – perfil de saturações, envelope de fases e propriedades do gás na condição inicial	112
4.50. Perfis de saturações em 11 e 45 anos (A e B, respectivamente)	113
4.51. Perfis de saturações em 1.400 e 100.000 anos (A e B, respectivamente)	114
4.52. Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 2 milhões de anos	115
4.53. Relações entre os envelopes das composições finais das fases gás e óleo do modelo de Gussow (G15, G14, O8, G13 e O7), do modelo com falha (G2, O2, G1 e O1) e da composição inicial (I)	117
5.1. Comportamento dos fluidos durante a migração secundária	119

Lista de tabelas

2.1. Composições molares e outras propriedades típicas dos fluidos encontrados nos reservatórios	21
3.1. Características e propriedades dos fluidos utilizados no estudo	28
3.2. Composições e pesos moleculares das amostras expandidas	29
3.3. Composições e pesos moleculares das amostras pseudoizadas	30
3.4. Quadro comparativo entre as pressões de saturação calculadas e experimentais	30
3.5. Composições e pesos moleculares dos fluidos à superfície	36
3.6. Composição e propriedades dos pseudo-componentes do óleo selecionado	39
3.7. Composição e propriedades dos pseudo-componentes do fluido crítico selecionado	39
3.8. Composição e propriedades dos pseudo-componentes do gás selecionado	40
3.9. Pressões de saturação e pesos moleculares dos fluidos selecionados para os dois modelos	40
4.1. Propriedades de rocha e água utilizadas nos modelos	45
4.2. Tempos geológicos (T_S) e de CPU (T_{CPU}) consumidos nas simulações	47
4.3. Modelo de Gussow com banco na região de óleo – composições finais das frações gasosa e oléica das amostras analisadas	51
4.4. Modelo com falha e banco na região de óleo – composições finais das frações gasosa e oléica das amostras analisadas	73
4.5. Modelo de Gussow com banco na região crítica – composições finais das frações gasosa e oléica das amostras analisadas	84

4.6. Modelo com falha e banco na região crítica – composições finais das frações gasosa e oléica das amostras analisadas	94
4.7. Modelo de Gussow com banco na região de gás – composições finais das frações gasosa e oléica das amostras analisadas	102
4.8. Modelo com falha e banco na região de gás – composições finais das frações gasosa e oléica das amostras analisadas	111

Nomenclatura

Letras Latinas

B_g	fator volume de gás da formação	m^3/m^3
B_o	fator volume de óleo da formação	m^3/m^3
C	ponto crítico	
d_{ij}	coeficiente de interação entre os componentes i e j	
g	aceleração da gravidade	m/s^2
GP	gás produzido	%
G_T	gradiente geotérmico	$^{\circ}\text{C}/\text{km}$
H	profundidade	m; km
K	permeabilidade absoluta	mD
K_r	permeabilidade relativa	
P	pressão	kPa
P_b	pressão de bolha	kPa
P_c	pressão capilar	Pa
P_c	pressão crítica	atm
PM	peso molecular	kg/kgmol
P_o	pressão de orvalho	kPa
q	vazão mássica	kg/d
R	constante universal dos gases	
RGO	razão gás/óleo	m^3/m^3
R_s	razão de solubilidade	m^3/m^3
S	saturação	
t	tempo	s, d; a; Ma
T	temperatura	$^{\circ}\text{C}$
T_c	temperatura crítica	$^{\circ}\text{K}$
T_r	temperatura reduzida	

V	volume	m^3
V_c	volume crítico	m^3/kmol
VL	líquido relativo	%
V_M	volume molar	m^3/kgmol
V_{or}	volume de óleo residual	m^3
VR	volume relativo	
V_{tg}	volume total de gás	m^3
w	fator acêntrico	
y	fração mássica ou molar	
Z	fator de compressibilidade do gás	

Letras Gregas

ϕ	porosidade	
γ	densidade	
μ	viscosidade	cp
ρ	massa específica	kg/m^3
∇	operador gradiente	
$\nabla\bullet$	operador divergente	

Subscritos

banco	topo do banco de hidrocarbonetos
c	condições no ponto crítico
expand.	amostra expandida
g	gás
i,j	componentes
l	bloco
lab	medida de laboratório
o	óleo
p	fase
prof.	condições na profundidade de interesse

pseudo	amostra pseudoizada
res	condições de reservatório
sat	condições na pressão de saturação
sep	condições no separador
sup	condições de superfície
w	água

Siglas

CMG	<i>Computer Modelling Group</i> : centro de pesquisas sediado em Calgary, Canadá;
GEM	simulador de escoamento composicional, desenvolvido pela CMG;
IMEX	simulador de escoamento <i>Black-Oil</i> , desenvolvido pela CMG;
SOURCEVAL	simulador numérico de bacias, desenvolvido pela empresa Statoil;
PVT	pressão-volume-temperatura;
SEMI	simulador de bacias desenvolvido por Sylta (1991), que permite a modelagem de misturas de hidrocarbonetos multicomponentes;
Winprop	simulador de PVT, em versão para micro-computadores, desenvolvido pela CMG.

Glossário

<i>Black-Oil</i>	mistura de hidrocarbonetos onde há pequena transferência de massa entre fases, permitindo representação PVT simplificada.
°API	medida de densidade para hidrocarbonetos líquidos, em condições de superfície;
Depleção	ou depleção volumétrica, significa que, enquanto a pressão do reservatório é reduzida, não há variação do volume original preenchido por fluidos;
<i>lumping</i>	agrupamento dos componentes de uma mistura em pseudo-componentes;
<i>spillpoint</i>	limite máximo de preenchimento de uma trapa, a partir do qual os hidrocarbonetos migram, buscando outras armadilhas;
<i>timestep</i>	intervalo de tempo correspondente a cada passo da simulação;

<i>trend</i>	alinhamento estrutural ao longo de uma superfície;
<i>water washing</i>	remoção dos compostos solúveis em água da mistura de hidrocarbonetos, sob condições hidrodinâmicas.

Capítulo 1

Introdução

A geração, migração e acumulação de petróleo¹ ocorrem em um contexto geológico dinâmico, tridimensional, dependente do tempo, temperatura e pressão, e são controlados por uma série de mecanismos complexos e interrelacionados. A compreensão destes processos em uma bacia reduz os riscos exploratórios, além de facilitar o gerenciamento da drenagem dos reservatórios portadores de hidrocarbonetos.

Especificamente na área da migração secundária, grandes avanços têm sido alcançados através da integração entre análises geoquímicas, experimentos físicos de laboratório e, mais recentemente, com a utilização de simuladores numéricos, capazes de reproduzir o fenômeno em duas ou três dimensões, ao longo do tempo geológico.

Em todo o mundo são encontradas diversas acumulações de petróleo que apresentam, nas suas zonas produtoras, uma grande diversidade e complexidade na composição dos fluidos, provenientes das mesmas rochas geradoras. A questão de como um único gerador pode dar origem a fluidos tão distintos, por vezes de difícil correlação com a rocha geradora, tem sido objeto de estudo de vários autores, alguns dos quais se utilizam de modelos de equilíbrio termodinâmico para explicá-la (Silverman, 1965; Neglia, 1979; Heum et al., 1986; Thompson, 1987, 1988; England et al., 1987; England & Mackenzie, 1989; England, 1990; Noble et al., 1991; Sylta, 1991).

Com base no estudo desenvolvido por Souto Filho (1994), onde é analisado o processo de migração secundária de petróleo através de um simulador comercial *Black-Oil*, é aqui investigada

¹ Termo genérico para designar tanto óleo cru como gás natural.

a distribuição dos fluidos e as variações composicionais decorrentes deste processo, sob condições hidrostáticas, a partir de um banco de hidrocarbonetos com composição fixa e conhecida. Adicionalmente este estudo permite, além de um maior contato com o complexo “universo” dos fluidos, o aprendizado do uso de simuladores de escoamento, amplamente utilizados pela engenharia de reservatórios.

O desenvolvimento do trabalho consiste basicamente de duas etapas: tratamento dos fluidos e simulação composicional dos processos de migração e preenchimento de reservatórios. Na primeira são utilizados os relatórios PVT de quatro amostras (óleo tipo *Black-Oil*, óleo volátil e duas amostras de gás retrógrado), cedidas pela PETROBRÁS. Inicialmente é feito o ajuste de uma equação de estado para cada amostra, analisando-se os efeitos do agrupamento dos componentes. Estas amostras servem de base para a determinação das composições iniciais dos bancos de hidrocarbonetos, nas regiões de óleo, gás e nas proximidades do ponto crítico.

Na segunda, a distribuição e comportamento das fases, bem como suas relações com a composição original são investigados bidimensionalmente, sob duas configurações geológicas: uma onde a separação de fases ocorre ao longo da rocha carreadora (modelo de Gussow) e, na outra, este processo se dá na falha que serve como duto à migração (modelo com falha). Cada modelo é analisado com a composição inicial do banco de hidrocarbonetos nas três regiões referidas anteriormente.

Face à abrangência e multidisciplinaridade dos assuntos envolvidos neste estudo, são apresentados a seguir os conceitos básicos, necessários à compreensão do projeto, bem como a evolução do conhecimento nas respectivas áreas.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

2.1- Conceituação Básica

A ótica integrada entre a formação do petróleo, os caminhos por ele percorridos e as possíveis acumulações resultantes dá origem ao conceito de Sistema Petrolífero, cuja referência mais antiga data de 1972 (Dow, *In* Magoon & Dow, 1994). Até então, as diversas disciplinas envolvidas apresentam grandes avanços individuais, iniciados a partir do final do século XIX, quando implementa-se a pesquisa sistemática de acumulações de petróleo, a partir da “Teoria Anticlinal” de Hunt (1861). Segundo esta, o petróleo se desloca verticalmente em meio saturado por água, impulsionado por forças de flutuação, cuja acumulação é condicionada pela combinação entre estruturação e relações reservatório-selante apropriados (Souto Filho, 1994)

Um sistema petrolífero pode ser descrito segundo três fatores geológicos: carga (ou geração), migração e trapeamento (Demaison & Huizinga, *In* Magoon & Dow, 1994). Estes três fatores são sequenciais e condicionais, ou seja, a ocorrência do seguinte depende de que tenha havido o anterior.

A **geração** corresponde ao processo de formação do petróleo a partir da transformação da matéria orgânica sedimentar e envolve os seguintes fatores: atividade biológica no estágio inicial, temperatura e pressão. Tissot & Welte (1984) apresentam o esquema evolutivo da matéria orgânica desde a sua deposição até o início do metamorfismo, mostrado na **Figura 2.1**.

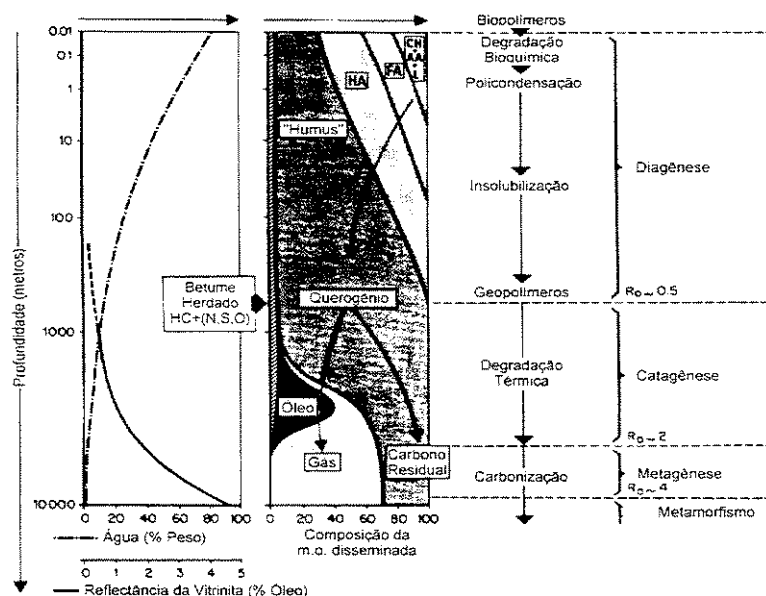


Figura 2.1- Esquema evolutivo da matéria orgânica. CH: carboidratos; AA: aminoácidos; FA: ácidos fúlvicos; HA: ácidos húmicos; L: lipídeos; HC: hidrocarbonetos; N, S, O: compostos N, S, O. Reflectância da vitrinite (R_o): método microscópico de obtenção do grau de maturação da m.o.. Os limites entre diagenese, catagênese e metagênese correspondem às temperaturas de 50 e 200°C, respectivamente (adaptado de Tissot & Welte, 1984).

Durante a diagenese se dá a transformação bioquímica de organismos mortos em querogênio; o aumento de temperatura e pressão é pequeno e o principal hidrocarboneto gerado é o metano. A geração de petróleo se dá na catagênese, onde o aumento da temperatura e pressão decorrente do progressivo soterramento controla a transformação do querogênio. No início é gerado predominantemente petróleo líquido (óleo) e, posteriormente, gás úmido e condensado. Na metagênese, último estágio de evolução da matéria orgânica, a pressão e temperatura são tais que ocorre o rearranjo das moléculas aromáticas de modo a formarem agrupamentos relativamente complexos. Há a geração apenas de gás seco.

É importante salientar que a quantidade, a composição e a taxa de transformação dos hidrocarbonetos estão diretamente relacionadas à qualidade da matéria orgânica disponível, cujas variações na composições químicas resultaram em diferentes tipos de querogênio. Com base nas relações entre os índices de hidrogênio (H/C) e oxigênio (O/C), os querogênios são agrupados em três tipos clássicos (**Figura 2.2**): Tipo I, derivado principalmente de matéria orgânica algal lacustre, rica em lipídios, com razão H/C alta e potencial para geração de óleo e gás; Tipo II, associada a organismos de origem marinha, pólenes, esporos e cutículas de vegetais superiores,

com H/C e potencial de geração de óleo e gás intermediário; e Tipo III, proveniente principalmente de plantas terrestres superiores, compostas basicamente por celulose e lignina, com alta razão O/C e potencial predominantemente para gás. A **Figura 2.3** mostra, comparativamente, o comportamento evolutivo das taxas de transformação do querogênio em hidrocarbonetos (craqueamento primário) segundo o tipo de matéria orgânica, sob histórias térmicas semelhantes.

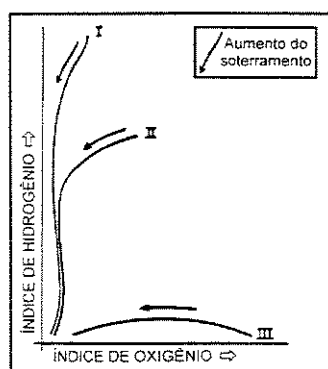


Figura 2.2- Diagrama de Van Krevelen com os principais tipos de querogênio (adaptado de Mello et al., 1984).

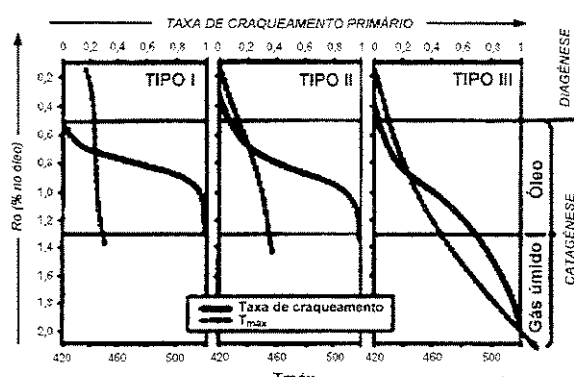


Figura 2.3- Comparação entre as taxas de craqueamento primário, segundo o tipo de querogênio. T_{max} : temperatura onde se dá a produção máxima de hidrocarbonetos (adaptado de Durand, 1988).

Entende-se por **migração** como sendo o deslocamento do petróleo em subsuperfície, desde a rocha geradora até a área de acumulação. A **Figura 2.4** representa, de maneira esquemática, os principais processos de migração:

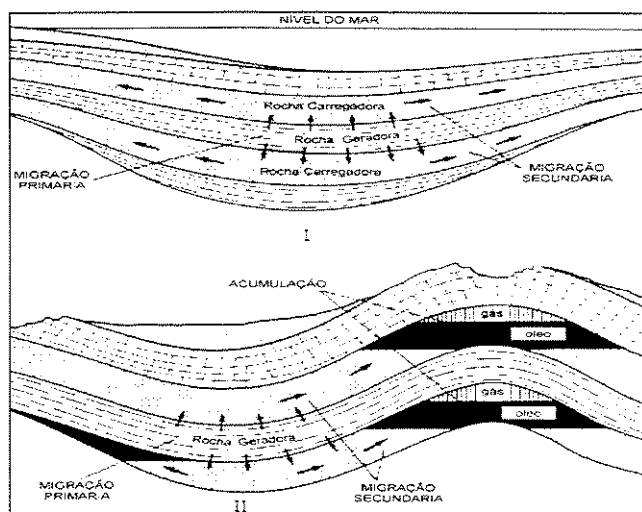


Figura 2.4- Representação esquemática dos processos de migração primária e secundária nos estágios inicial (I) e avançado (II), com a formação de acumulações de óleo e gás (adaptado de Tissot & Welte, 1984).

Na fase inicial, denominada **migração primária**, ocorre a expulsão dos hidrocarbonetos da rocha geradora, tipicamente de granulação fina, com poros pequenos e baixíssima permeabilidade. Os mecanismos responsáveis propostos são diversos e por vezes controversos, sendo o mais aceito aquele em que o fator governante é a pressão (Trindade, 1993). O aumento da pressão de poros, devido à compactação e/ou esforços tectônicos, associado à expansão térmica da água e das fases orgânicas levam, nesta ordem, à expulsão da água, à formação e à migração primária do petróleo em fase contínua (óleo e/ou gás) ou descontínua (gás) (Durand, 1988). Eventualmente pode ocorrer o microfraturamento da geradora, quando o aumento da pressão é tal que excede a pressão litostática, facilitando assim o processo.

O estágio subsequente, denominado **migração secundária**, corresponde ao movimento dos fluidos através de condutos que podem ser planos de falhas, fraturas abertas ou rochas carreadoras (reservatório ou armazenadoras), porosas, permeáveis e saturadas por água. Quando este deslocamento é interrompido pelo contato com alguma barreira impermeável ou muito pouco permeável, dá-se o **trapeamento**, que é o processo de acúmulo dos hidrocarbonetos. O petróleo acumulado pode, por sua vez, escoar através da rocha capeadora, dando continuidade ao processo migratório (**migração terciária**). Nestas etapas o principal controle é dado por relações entre processos físicos, que incluem (i) forças de flutuação, decorrentes da diferença de densidades entre os fluidos, (ii) pressão capilar, que depende basicamente dos diâmetros das gargantas dos poros, (iii) tensão interfacial hidrocarboneto-água e molhabilidade, (iv) fluxo de fluidos em meios porosos (Schowalter, 1979) e relações pressão-temperatura-composição, que afetam o comportamento das fases antes e durante o trapeamento do petróleo (Durand, 1988). A hidrodinâmica, quando presente, interfere diretamente no sistema de pressões e consequentemente na flutuação.

Com base em estudos de campos petrolíferos e experimentos de laboratório, Schowalter (1979) apresenta um modelo bastante aceito para os mecanismos que envolvem a migração secundária nas escalas micro, macro e megascópica. O processo tem início quando os hidrocarbonetos, expulsos da rocha geradora, atingem uma coluna tal que a força de flutuação excede a pressão capilar (ou de deslocamento) da rocha carreadora, inicialmente saturada por água. A altura da coluna, necessária para o movimento, depende das densidades das fases, do

tamanho e grau de conectividade das gargantas dos poros, da tensão interfacial e da molhabilidade do sistema rocha-água-HC. Óleo ou gás deslocam a fase molhante do sistema e migram verticalmente como filamentos contínuos, preferencialmente através dos poros mais bem desenvolvidos e interconectados, até encontrarem alguma barreira (selante), ao longo da qual se espalham. Nesta fase é necessário um aumento do volume de hidrocarbonetos acumulado para que se inicie a migração lateral, em direção às porções mais rasas da estrutura. O deslocamento se dá preferencialmente pelas fácies mais grosseiras da porção superior do reservatório e, quanto mais acentuado o mergulho estrutural, menor o volume requerido. O processo geralmente ocorre na forma de pulsos durante o avanço da frente, com “perdas” ocasionais na base dos filamentos (óleo residual) que reduzem a sua extensão. Como consequência, a força de flutuação não mais excede a pressão capilar e a migração é interrompida, até a chegada de uma nova frente, quando se reinicia o movimento. Na área de acumulação, com a contínua chegada de novas frentes de migração, há um aumento das forças de flutuação que fazem com que o petróleo desloque a água de poros cada vez menores, procedendo-se assim à fase de preenchimento.

Nas escalas mega a gigascópica, diversos modelos de migração secundária são propostos para explicar situações geológicas não convencionais, tais como: migração e aprisionamento sob condições hidrodinâmicas, migração a longas distâncias com acumulações de gás e óleo em relações estruturais inversas e trapeamento controlado por barreiras estratigráficas (Souto Filho, 1994). Nesta dissertação apenas o modelo de aprisionamento diferencial é reportado, pela relevância à compreensão do estudo aqui desenvolvido.

Gussow (1954), propõe o primeiro modelo de análise do processo de migração a longas distâncias, sob condições hidrostáticas, tentando explicar a ocorrência de acumulações de gás estruturalmente mais baixas do que as de óleo ao longo de um mesmo *trend* (**Figura 2.5**).

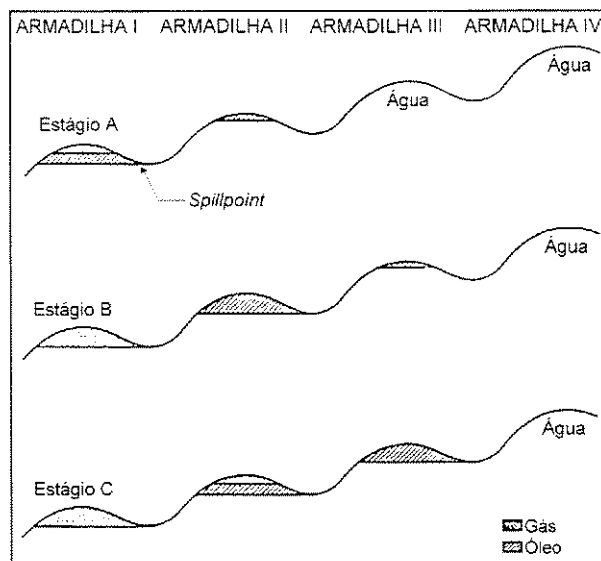


Figura 2.5- Modelo de aprisionamento diferencial de Gussow, 1954 (adaptado de Souto Filho, 1994).

No estágio inicial A, óleo e gás ocorrem como fases distintas na armadilha I, sendo as demais saturadas por água. Com a contínua alimentação da trapa por outras frentes de migração, as fases tendem a ocupar suas respectivas posições de equilíbrio. Quando o preenchimento atinge o *spillpoint*, o óleo da base migra em direção à armadilha II, até o ponto em que na armadilha I só resta gás (estágio B), que passa então a participar do processo, acumulando-se na porção superior da armadilha II, e assim sucessivamente. Exaurida a alimentação, o perfil final pode ser observado no estágio C onde, em situações estruturais com profundidades crescentes, são encontradas acumulações de água, óleo, capa de gás/óleo e gás, respectivamente.

Em contrapartida, quando ocorrem barreiras de permeabilidade ao longo da rota de migração (aprisionamento do tipo estratigráfico), o gás do topo tende a vencer primeiro a pressão capilar exercida por estas, resultando em um perfil inverso àquele proposto por Gussow (PRC, 1960, *In* Schowalter, 1979).

2.2- Variações Composicionais Associadas à Geração, Migração e Trapeamento

A formação do petróleo se dá pelo craqueamento primário do querogênio dentro da unidade geradora, cuja composição e potencial para geração de óleo e/ou gás depende do tipo de matéria orgânica. Entretanto, dentro da “janela” de geração de óleo, pode haver a formação de gás a partir do óleo (craqueamento secundário), principalmente quando o querogênio pertence aos tipos I ou II. Deste modo, a composição resultante durante a geração depende também do tempo de residência do petróleo formado na rocha geradora (maior ou menor craqueamento secundário), que por sua vez é controlado pela eficiência de expulsão da rocha geradora (Durand, 1988, Larter & Mills, 1991). São também observadas variações composicionais nos óleos expelidos em relação ao betume original (enriquecimento em hidrocarbonetos saturados e depleção em compostos NSO) e nas proximidades do limite gerador/reservatório (Trindade, 1993). Adicionalmente, a composição do fluido gerado pode variar ao longo do tempo geológico, com o aumento do grau de maturação da rocha geradora, que resulta em um aumento da razão gás/óleo (RGO). A maioria dos petróleos expulsos das geradoras com potencial para óleo apresentam RGO's inferiores a 0,5kg/kg ($447,4\text{m}^3/\text{m}^3$), com valores típicos de RGO entre 0,19 e 0,3kg/kg (170 e $268,4\text{m}^3/\text{m}^3$, respectivamente), enquanto que na janela de geração de gás é obtida uma RGO média de 1,5 kg/kg ($1.342\text{m}^3/\text{m}^3$) para uma geradora da Bacia da Noruega. A conversão volumétrica é feita com massas específicas típicas, de superfície, de $850\text{kg}/\text{m}^3$ (35°API), para o óleo, e de $0,95\text{kg}/\text{m}^3$ para o gás (England & Mackenzie, 1989).

Na migração secundária/terciária, as variações composicionais são associadas a três diferentes efeitos: perdas para a solução aquosa, interações geocromatográficas e mudanças de fases (Trindade, 1993). As perdas para a solução aquosa podem ocorrer tanto durante a migração como na acumulação, na interface hidrocarboneto/água. São verificadas principalmente nos componentes leves (fração gasolina) dos hidrocarbonetos, associadas à polaridade das moléculas e à maior solubilidade de alguns compostos em água (Tissot & Welte, 1984; Trindade, 1993; McAuliffe, 1980; Price, 1976). Este efeito tem sido mais freqüentemente reportado em sistemas sob condições hidrodinâmicas (*water washing*), sendo mais intenso quando a água é de baixa salinidade (águas meteóricas). Nestas condições, sob temperaturas inferiores a 80°C, geralmente ocorre em associação com a biodegradação (ação de bactérias aeróbicas), onde os

hidrocarbonetos são metabolizados obedecendo à seguinte seqüência: inicialmente os voláteis e os de cadeia reta e, sob condições mais severas, aqueles de cadeia ramificada e com maior número de átomos de carbono (Lafargue & Barker, 1988; England & Mackenzie, 1989). Ambos os processos tendem a resultar em hidrocarbonetos mais densos e viscosos.

Os efeitos geocromatográficos, que também se aplicam à migração primária, são analisados detalhadamente por Krooss *et al.* (1991). Consistem no processo de separação multifásica de compostos orgânicos pela interação entre duas ou mais fases imiscíveis, uma ou mais das quais é estacionária (mineral, querogênio, betume e/ou água adsorvida aos poros) e pelo menos uma é móvel (fluidos de petróleo, gases naturais e/ou água). Os tipos de interação incluem adsorção, partição, troca iônica e exclusão por tamanho. A análise desses efeitos tem sido a mais amplamente utilizada, tanto em experimentos de laboratório como em estudos de campos (Trindade, 1993). Entretanto, quando existem grandes variações na composição dos hidrocarbonetos acumulados, provenientes da mesma geradora, faz-se necessário considerar o efeito das mudanças de fases.

Silverman (1965) é o primeiro a analisar de forma sistemática a distribuição dos fluidos durante o processo, introduzindo o conceito de um tipo especial de migração secundária, denominado “migração-segregação”. Os hidrocarbonetos gerados passam por processos de separação física, antes ou durante a migração, de maneira que as fases se deslocam separadamente, resultando em fluidos com composições químicas distintas. A depender da composição da fase gasosa, com o contínuo decréscimo de pressão e temperatura, pode ocorrer nova separação, formando novas fases gasosa e líquida (condensação retrógrada). Com base nas propriedades físicas e químicas dos hidrocarbonetos encontrados nos reservatórios, foram definidos quatro tipos de sistemas de fluidos (I- gás, II- gás condensado ou retrógrado, III- gás dissolvido e IV- asfalto pesado), os quais são representados tridimensionalmente por envelopes de fases característicos (**Figura 2.6**). A pressão, temperatura e composição da mistura determinam se o sistema encontra-se na região de duas fases (líquido e vapor) ou fase única. Esta última apresenta propriedades distintas de acordo com a posição no envelope: de um líquido, quando à esquerda do ponto crítico (C), e de vapor, quando à direita. Próximo ao ponto crítico, é

dito que ambas as fases coexistem e suas propriedades intensivas (massa específica, viscosidade, etc.) são idênticas.

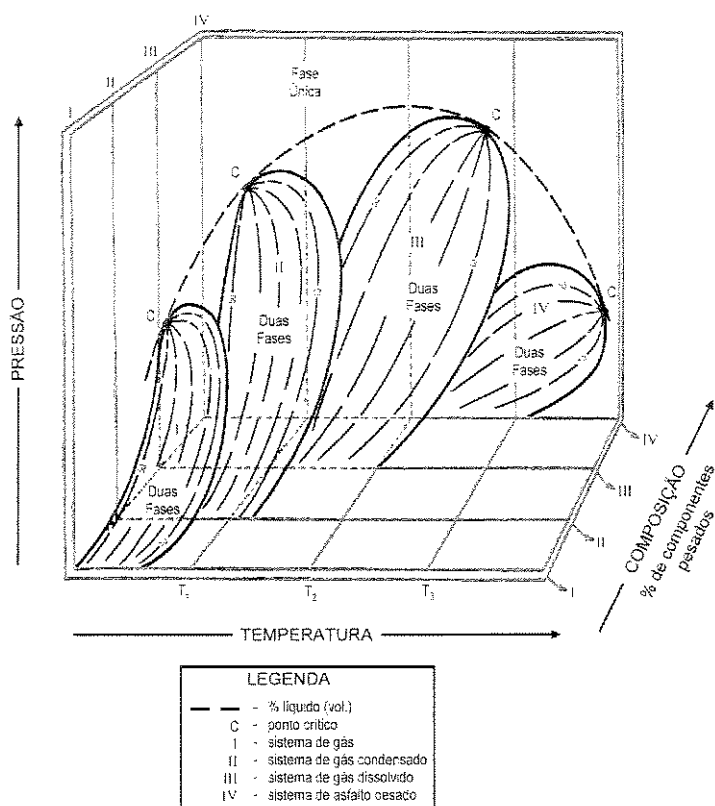


Figura 2.6- Diagrama esquemático pressão-temperatura-composição, mostrando as relações entre as fases dos sistemas de hidrocarbonetos (adaptado de Silverman, 1965).

A figura acima mostra ainda que qualquer mistura de hidrocarbonetos é susceptível à entrada na região de duas fases durante a migração, já que normalmente existe uma redução na pressão e temperatura do sistema como um todo, e que as misturas resultantes de cada separação podem pertencer a outros sistemas. Na migração a longas distâncias, a fase liberada da armadilha anterior, com uma nova composição, pode entrar novamente na região de duas fases e assim sucessivamente, resultando em cenários com distribuição de fluidos bastante complexos. Após

sucessivas separações, o fluido resultante pode ser tão diferente do original ao ponto de mascarar a assinatura geoquímica que permite a sua correlação com a geradora através dos métodos analíticos convencionais.

Com base em dados de acumulações de uma bacia *offshore* da Noruega, England & Mackenzie (1989) constróem o gráfico das RGO's de superfície contra a profundidade (**Figura 2.7**), onde pode ser aplicado um raciocínio análogo ao proposto por Silverman (1965). Este gráfico, em essência, equívale a um envelope de fases: a RGO representando a composição e a profundidade, as condições de pressão e temperatura. Como o previsto, a RGO do óleo aumenta com a profundidade e a do gás tem comportamento inverso; próximo à região crítica estes valores tendem a convergir. As áreas hachureadas correspondem às regiões de fase única e, na porção central, coexistem ambas as fases.

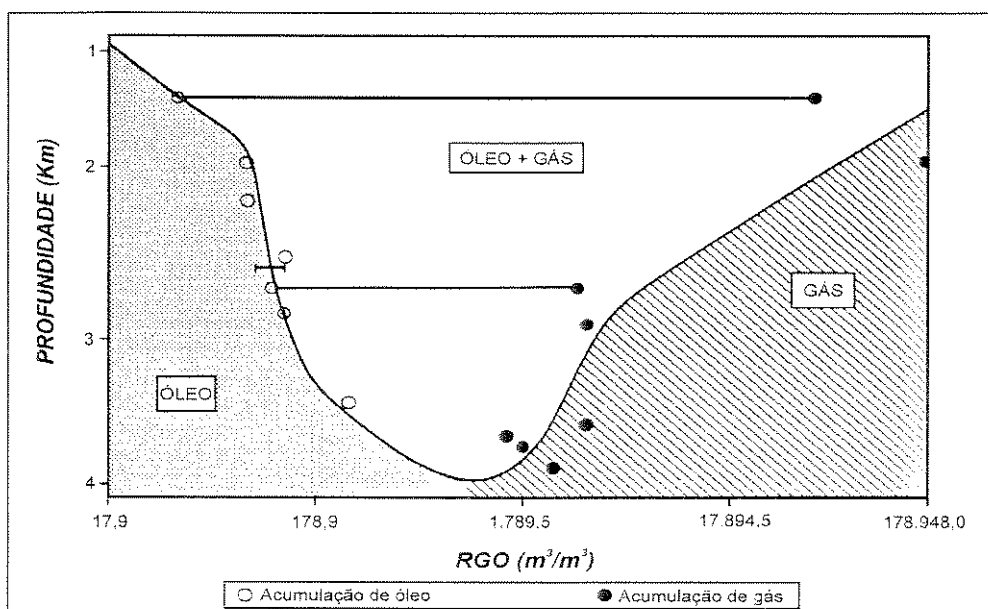


Figura 2.7- Razão gás/óleo de superfície em função da profundidade de uma bacia *offshore* da Noruega. As linhas horizontais ligam a capa de gás ao óleo de uma mesma acumulação (adaptado de England & Mackenzie, 1989).

O diagrama esquemático apresentado por Neglia (1979) integra os modelos de aprisionamento diferencial de Gussow (1954) e o de segregação de fases proposto por Silverman (1965), durante a migração vertical através de falhas (**Figura 2.8**). O líquido, originalmente

dissolvido no gás do reservatório mais profundo, é separado devido à redução da pressão (condensação retrógrada). Com a contínua chegada de novas frentes de migração, o condensado é liberado para a trapa superior através da falha e assim sucessivamente. O autor afirma ainda que a contribuição das falhas como dutos se dá apenas na região onde as litologias se encontram mais compactadas, as quais tendem a fechar nas porções mais rasas, onde o meio apresenta um comportamento mais plástico (dúctil). Nestas regiões pode ocorrer apenas a dispersão vertical do gás, em função da capacidade de selo das rochas capeadoras subjacentes.

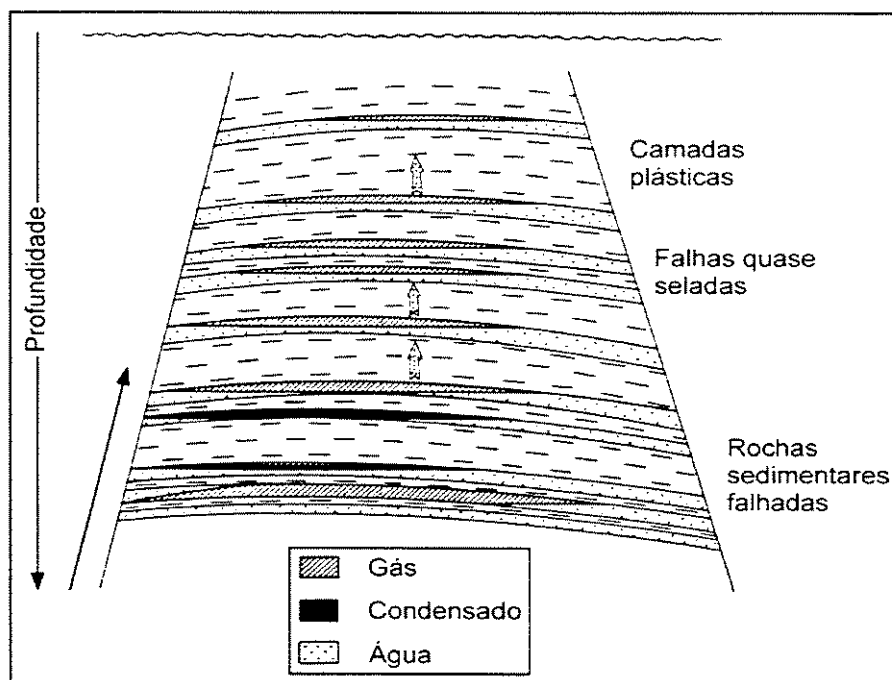


Figura 2.8- Modelo de aprisionamento diferencial através de falhas, com condensação retrógrada no reservatório (adaptado de Neglia, 1979).

Por outro lado, England & Mackenzie (1989) sugerem que a presença de grandes volumes de gás nas porções mais rasas do Mar do Norte (cerca de 1km de profundidade) não significam apenas que pequenas quantidades de óleo chegaram a estas estruturas, e sim que o preenchimento preferencial pelo gás (menos denso) pode prevenir a formação de acumulações de óleo.

Thompson (1987, 1988) introduz o termo “fracionamento evaporativo” para explicar variações em razões inter-moleculares encontradas na fração gasolina de hidrocarbonetos de mesma origem, associadas à transferência das moléculas de peso molecular baixo a intermediário

durante a separação do gás da fase óleo em subsuperfície. O óleo residual apresenta, além da depleção nas terminações leves, um aumento na aromaticidade e uma diminuição do conteúdo de parafinas.

Larter & Mills (1991), através de experimentos PVT em laboratório, observam que a separação física dos componentes entre as fases inclui também aqueles de alto peso molecular e sugerem que sistemas de gás retrógrado devem ser fortemente afetados por este processo.

O estudo desenvolvido na Bacia de Ardjuna, Indonésia (Noble *et al.*, 1991), mostra que os efeitos do comportamento das fases deve ser considerado na análise do processo de migração. O principal gerador da área (depósitos deltaicos oligocênicos da Fm Talang Akar) encontra-se na “janela” de geração de óleo e, na bacia, são encontradas acumulações de óleo subsaturado, óleo com capa de gás e gás retrógrado. A aplicação desses conceitos levou à estimativa do chamado “ponto de bolha da migração”, que explica satisfatoriamente a distribuição dos fluidos.

Durante a fase de preenchimento da trapa, quando as saturações de óleo são inferiores a 50%, as variações composicionais encontradas na acumulação podem ser diretamente correlacionáveis à composição das frentes de migração, que por sua vez podem ser o reflexo de mudanças na composição do fluido gerado ou mesmo de mais de uma rocha geradora (múltiplas fontes).

Quando as saturações de óleo atingem 50% ou mais, dá-se início aos processos de mistura, que buscam os equilíbrios mecânico e químico às novas condições de pressão/temperatura (England *et al.*, 1987; England & Mackenzie, 1989; England, 1990). O equilíbrio mecânico é atingido quando, através de movimentos convectivos, são corrigidas as diferenças laterais de densidade causadas pelas variações composicionais das diversas frentes de migração. Segundo estes autores, a convecção térmica, causada pelos gradientes de temperatura, dificilmente ocorre em reservatórios de petróleo, exceto naqueles portadores de gás, com baixas viscosidades. O equilíbrio químico é obtido por meio da difusão molecular que busca, através de movimentos aleatórios das moléculas, reduzir as diferenças de potencial químico em um volume de fluido. A difusão molecular horizontal, para pressões e temperaturas constantes, é governada pelas

diferenças composicionais ao longo do reservatório e, aparentemente, seu efeito é relativamente mais lento, em termos de tempo geológico. Já na difusão vertical, controlada pelo campo gravitacional da Terra, o equilíbrio é dado pela concentração crescente das moléculas mais pesadas em direção à base da coluna de hidrocarbonetos (segregação gravitacional). A **Figura 2.9** mostra a escala relativa de influência desses efeitos, no tempo geológico, para diversas qualidades de reservatórios com óleo. Considerando que o preenchimento ocorreu há 10 milhões de anos, a difusão molecular lateral não deverá ocorrer, pois necessita de um tempo bem maior. Já a difusão molecular vertical e o equilíbrio mecânico são bem mais rápidos em relação ao tempo geológico disponível, sendo que o segundo é mais fortemente influenciado pelas heterogeneidades internas ao reservatório.

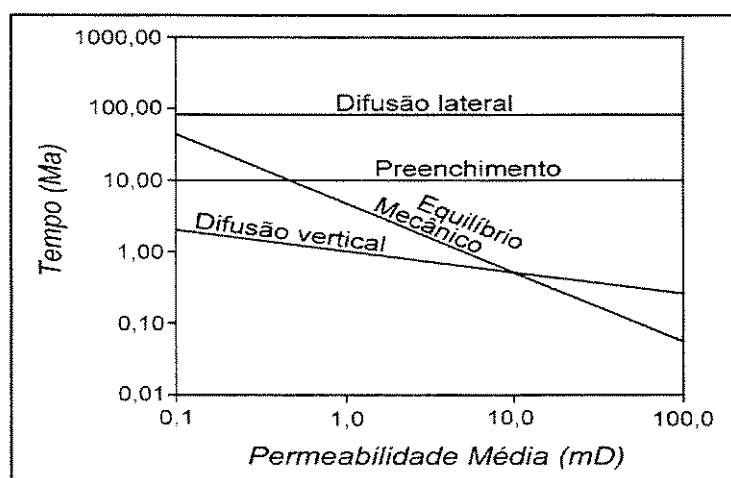


Figura 2.9- Ordem de grandeza dos tempos requeridos para os processos de mistura, em função da qualidade do reservatório, portador de óleo (adaptado de England & Mackenzie, 1989).

Na **Figura 2.10** os efeitos desses processos são apresentados esquematicamente, ao longo de um reservatório hipotético. Antes do início dos processos de mistura (**Figura 2.10.A**), os poços apresentam composições e densidades variadas. A difusão vertical ajusta os gradientes composicionais e consequentemente as densidades (**Figura 2.10.B**), enquanto o equilíbrio mecânico, relativamente mais lento, tende a homogeneizar as densidades ao longo da acumulação

(Figura 2.10.C), sem necessariamente eliminar as diferenças químicas, já que são possíveis diversas composições com a mesma densidade. O poço 4, isolado dos demais por alguma barreira geológica, sofre apenas os efeitos da segregação gravitacional.

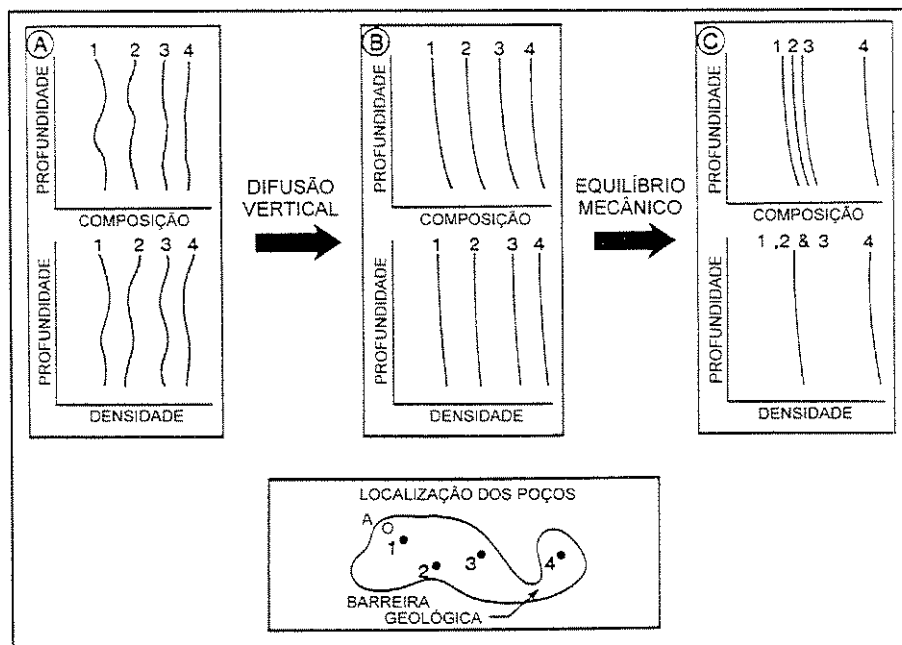


Figura 2.10- Efeito dos processos de mistura em um reservatório hipotético (adaptado de England, 1990).

2.3- O Uso de Simuladores Numéricos

A utilização de simuladores numéricos em estudos de migração tem início na década de 80, com um enfoque exploracionista, face à necessidade de se investigar (e quantificar) a dinâmica dos processos de geração/migração/preenchimento na dimensão do espaço, ao longo do tempo geológico. A integração desta às técnicas geoquímicas tradicionalmente empregadas permite um grande avanço neste campo da ciência.

O trabalho pioneiro, desenvolvido por Welte & Yüklér (1981), propõe um modelo computacional tridimensional capaz de reproduzir as condições de geração e migração de hidrocarbonetos em escala de bacia. Este estudo dá origem à chamada escola alemã de modelagem de bacias. Posteriormente são desenvolvidas outras escolas, a saber: francesa (Durand *et al.*, 1983), da Universidade da Carolina do Sul (Lerche & Glezen, 1984) e da Universidade de Illinois (Bethke, 1985). Os programas, desenvolvidos independentemente, empregam os métodos de diferenças finitas e/ou elementos finitos, onde o movimento dos fluidos se dá de uma maneira discreta, quase contínua, ao longo do tempo. Das escolas existentes, o modelo francês é o que mais se aproxima da engenharia de reservatórios, pois os parâmetros permeabilidade, densidade e viscosidade dos fluidos são apresentados explicitamente e as equações de escoamento se utilizam das curvas de permeabilidade relativa para descrever o deslocamento dos fluidos. A grande maioria dos programas de modelagem posteriores são baseados essencialmente nos conceitos desenvolvidos por esses grupos (Hermanrud, 1993).

Especificamente com relação à migração secundária de petróleo, o primeiro estudo de modelagem numérica em escala de campo data de 1981 (Nakayama & Van Siclen) onde, analisando a migração de hidrocarbonetos em fase única, exclusivamente através de forças de flutuação, são estimadas as rotas de migração e o tempo de preenchimento das zonas produtoras do Campo de *East Niigata*, Japão. Nesta escala, podem ser citados ainda os estudos desenvolvidos por Nakayama & Lerche (1987), Garven (1989), Braester *et al.* (1991), Souto Filho (1994) e Lies & Letourneau (1995).

O estudo desenvolvido por Souto Filho, 1994, comprova a aplicabilidade dos simuladores de fluxo comerciais. Através do simulador *Black-Oil IMEX* (CMG), de experimentos de laboratório e dados de um campo e de uma bacia sedimentar petrolíferos, a migração secundária de petróleo é analisada nestas escalas, onde são investigados os efeitos dos condicionantes geológicos. Este estudo serve como base para o presente trabalho.

Cabe ainda ressaltar o programa desenvolvido por Sylta (1991), denominado SEMI, que se utiliza da técnica chamada “traçado de raio” na modelagem 3D do processo de migração. Neste, o movimento dos fluidos é simulado como uma série de eventos instantâneos, assumindo que não

ocorrem variações na bacia durante o *timestep* e reduzindo bastante o esforço computacional. O programa permite ainda a modelagem de sistemas multicomponentes, nas regiões de uma ou duas fases (vapor e líquido), empregando as equações de estado de Peng-Robinson (PR), Soave-Redlich-Kwong (SRK) ou Redlich-Kwong generalizada (GRK).

O comportamento PVT de hidrocarbonetos é também modelado por Heum *et al.* (1986), para explicar as variações composicionais encontradas nas acumulações da província petrolífera de Haltenbanken, Mar do Norte. O programa utilizado é o SOURCEVAL, desenvolvido pela empresa Statoil, que permite a modelagem dos hidrocarbonetos durante a geração (composições resultantes do craqueamento primário e secundário de uma ou mais fontes), migração (perdas associadas ao deslocamento vertical e lateral) e acumulação (preenchimento, perdas, recombinações e craqueamento). O comportamento das fases na área de acumulação pode ser analisado através de relações de volume, densidade, composição, encolhimento, fator de expansão e RGO, segundo as seguintes classes de hidrocarbonetos: metano (C1), gás úmido (C2-C5), condensado (C6-C14) e óleo (C15+).

2.4- Simulação de Escoamento e Caracterização dos Fluidos do Petróleo

O uso de simuladores de escoamento pela engenharia de reservatórios tem grande avanço na década de 60, em paralelo ao desenvolvimento dos computadores. São construídos para resolver numericamente os modelos matemáticos que descrevem o comportamento dos fluidos em subsuperfície. Basicamente, o processo físico que ocorre nos reservatórios é o escoamento de fluidos (água, óleo e/ou gás), que é representado por equações diferenciais parciais, por vezes de difícil ou inexistente solução analítica. Na solução numérica, estas equações diferenciais são substituídas por equações de diferenças, que são resolvidas para volumes adjacentes e intervalos de tempo discretizados. A unidade fundamental na discretização do reservatório é denominada

“bloco”, ou “célula”, e os intervalos de tempo, “*timesteps*”. A definição das dimensões dos blocos e do tipo de malha (grid) de simulação depende do grau de precisão das propriedades do reservatório desejado e do tipo de problema a ser analisado. A simulação pode ser uni, bi ou tri-dimensional, em sistemas de coordenadas Cartesianas, cilíndricas ou mistas. A **Figura 2.11** ilustra os tipos mais comuns de malhas de simulação.

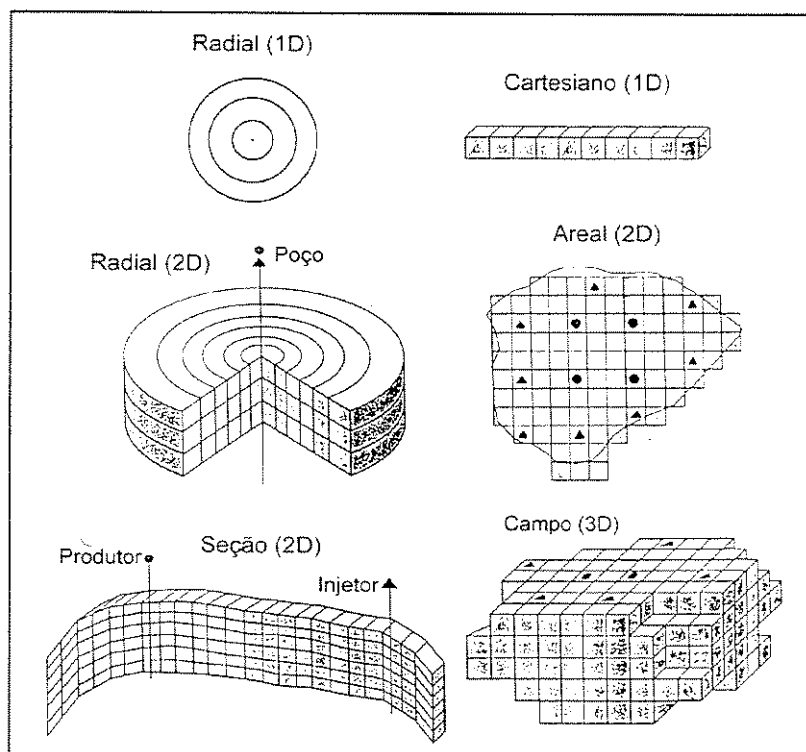


Figura 2.11- Tipos mais comuns de malhas de simulação (adaptado de Briggs et al., 1992).

Na escolha do modelo de simulação devem ser observados o processo de deslocamento (miscível ou imiscível) e o tipo de hidrocarboneto. Cabe aqui fazer-se uma pequena revisão sobre a caracterização dos hidrocarbonetos.

Os hidrocarbonetos são caracterizados segundo seu estado físico (líquido ou vapor, principalmente) e suas propriedades físicas, intensivas (densidade, massa específica, volume específico, compressibilidade e viscosidade, dentre outras) e extensivas (relações mássicas ou volumétricas). A fase em que uma mistura de hidrocarbonetos se encontra depende basicamente

das condições de pressão, temperatura e, a nível molecular, das forças inter-moleculares de atração e repulsão (McCain, 1990). O comportamento das fases normalmente é representado através de diagramas bi-dimensionais, que relacionam pressão e temperatura ou um destes com qualquer propriedade física ou com a composição. O diagrama de fases esquemático da **Figura 2.12** mostra os principais elementos que o compõem, característicos para cada mistura de hidrocarbonetos.

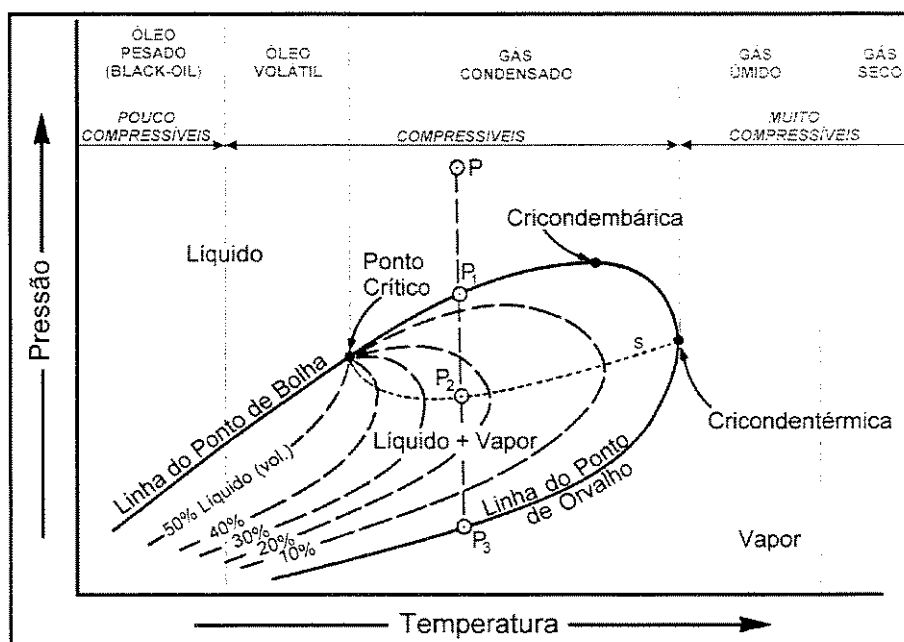


Figura 2.12- Envelope de fases de uma mistura de hidrocarbonetos e posição relativa dos 5 grupos de fluidos do petróleo (adaptado de Silverman, 1965).

A região de duas fases é limitada à direita, pela linha de ponto de orvalho e, à esquerda, pela linha de ponto de bolha. Ambas se encontram no ponto crítico. A cricondentérmica e a cricondebárica correspondem às linhas de temperatura e pressão máxima, respectivamente, e as curvas tracejadas, internas ao envelope, identificam a porcentagem de líquido presente na região de duas fases. Na região de fase única são representados, a título de ilustração, a posição relativa dos cinco tipos de fluidos encontrados em reservatórios de petróleo e a ordem de grandeza das respectivas compressibilidades. A área entre o óleo volátil e o gás condensado (ou retrógrado) é denominada região de fluidos críticos, onde ambas as fases podem coexistir e suas propriedades tendem a ser idênticas à medida que se aproximam do ponto crítico (McCain, 1990). Nessa figura

pode se observar ainda que apenas o óleo pesado, o óleo volátil e o gás condensado estão sujeitos a entrarem na região de duas fases, com o decréscimo da pressão. Ao líquido formado pela condensação do gás dá-se o nome de condensado retrógrado o qual, ao atingir a curva S, tende a vaporizar-se até chegar à curva de ponto de orvalho, a partir da qual existe apenas gás (trajetória $P-P_3$).

As principais características desses fluidos encontram-se na **Tabela 2.1**, e seus envelopes de fases típicos na **Figura 2.13**.

Tabela 2.1- Composições molares (%) e outras propriedades típicas dos fluidos encontrados nos reservatórios. PM: peso molecular; RGO: razão gás/óleo, medida em superfície (adaptado de Craft & Hawkins, 1959).

Componente	<i>Black-Oil</i>	Óleo Volátil	Gás condensado	Gás
C1	48,83	64,36	87,07	95,85
C2	2,75	7,52	4,39	2,67
C3	1,93	4,74	2,29	0,34
C4	1,60	4,12	1,74	0,52
C5	1,15	2,97	0,83	0,08
C6	1,59	1,38	0,60	0,12
C7+	42,15	14,91	3,80	0,42
Total	100,00	100,00	100,00	100,00
PM C7+	225	181	112	157
RGO (m^3/m^3 std)	111,3	356,2	3.241,4	18.700,5
$^{\circ}$ API	34,3	50,1	60,8	54,7
Cor do líquido	Preto esverdeado	Laranja médio	Amarelo claro	-

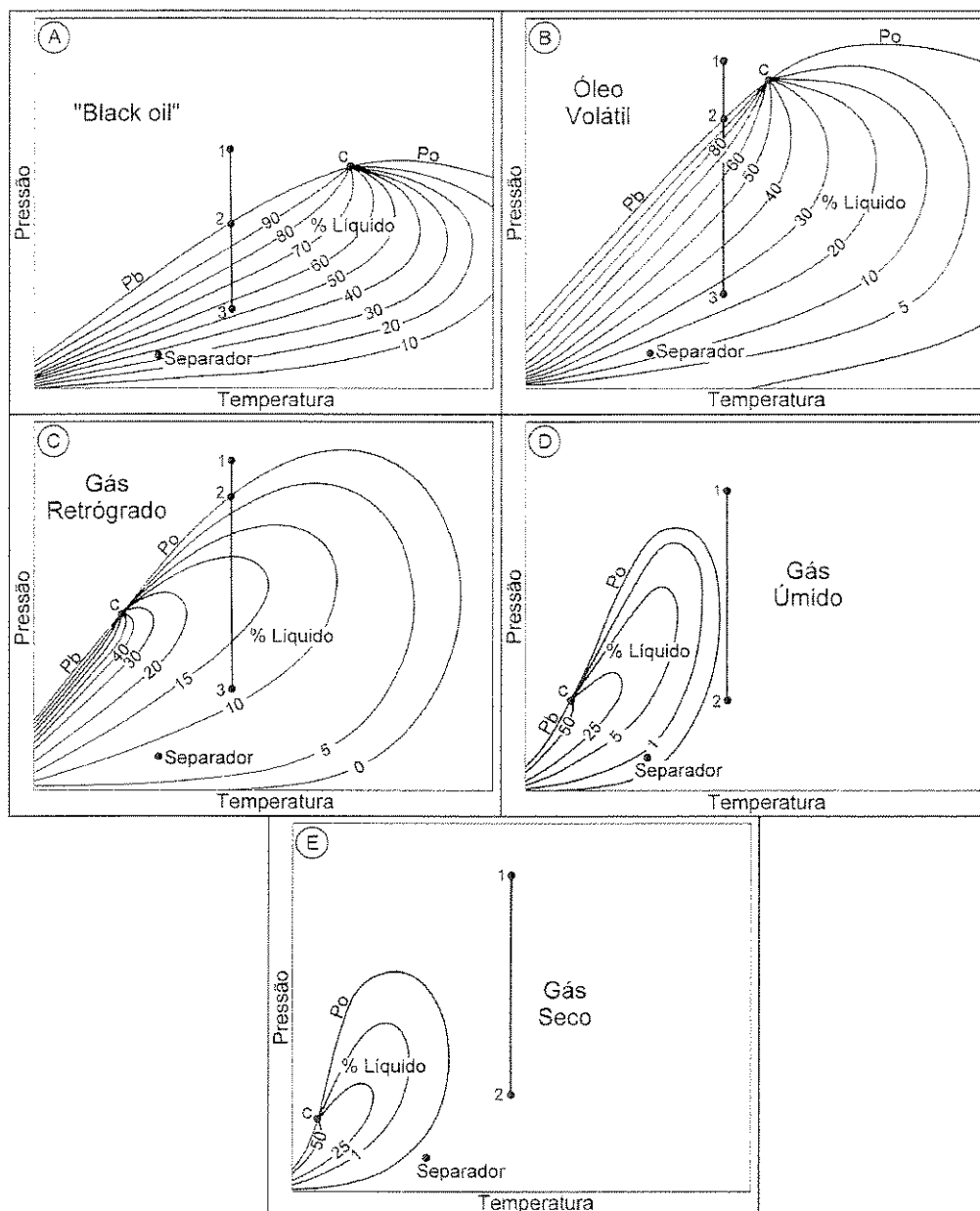


Figura 2.13- Diagramas de fases típicos para os 5 grupos de fluidos de petróleo. As linhas 1-2 representam o comportamento da pressão no reservatório, sob condições isotérmicas. C: ponto crítico; Pb: linha do ponto de bolha; Po: linha do ponto de orvalho (McCain, 1990).

O modelo de simulação mais utilizado é o *Black-Oil*, que considera o fluxo imiscível de até três componentes (água, óleo e gás), sendo que o componente gás pode estar livre na fase gás ou dissolvido no óleo, e a principal variável ao longo do tempo é a pressão. Este tipo de modelo se

aplica em estudos de drenagem de reservatórios, que incluem: completção, restauração, estimulação e controle de vazão dos poços, bem como a injeção de água e/ou gás (Mattax & Dalton, 1990).

Entretanto, quando a modelagem envolve condições de miscibilidade, variações nas propriedades dos fluidos ou fluxo não isotérmico, são necessários programas mais complexos. Entre estes, encontram-se os modelos térmicos, que consideram a temperatura como variável, e os composicionais, onde são realizados balanços de massa por componentes, que podem estar presentes nas fases oleica, gasosa e aquosa. Nesta dissertação será abordado com mais detalhes o modelo de simulação composicional, indicado para a simulação de reservatórios portadores de gás retrógrado e óleo volátil.

2.5- Modelo Composicional

O modelos matemáticos utilizados para descrever o escoamento de fluidos em meios porosos são constituídos por equações diferenciais parciais que consideram o balanço de massas (ou molar) e o escoamento da(s) fase(s) do sistema, este último resultante da lei de Darcy (Peaceman, 1977). O modelo composicional leva em conta ainda que pode haver a transferência de componentes entre as fases. Desta forma, o número de equações governantes irá depender do número de componentes (n) do sistema. A equação geral pode ser escrita como:

$$\nabla \cdot \sum_f \left[\rho_f y_f K \frac{K_r}{\mu_f} \nabla (P_f - \rho_f gH) \right] \pm \sum q_f = \frac{\partial \left(\phi \sum_f \rho_f S_f y_f \right)}{\partial t} \quad (2.1)$$

onde o subscrito f corresponde à fase (água, óleo ou gás) e i o componente. $\nabla \bullet$ é o operador divergente; ∇ é o operador gradiente; ρ a massa específica; y a fração mássica; K a permeabilidade absoluta; K_r a permeabilidade relativa; P a pressão; μ a viscosidade; g a aceleração da gravidade; H a profundidade; q a vazão mássica (produção ou injeção); ϕ a porosidade; S a saturação e t o tempo.

O modelo se utiliza ainda das seguintes relações auxiliares:

- 1- A soma das frações mássicas em cada fase deve ser 1:

$$\sum_{i=1}^n y_{iw} = \sum_{i=1}^n y_{io} = \sum_{i=1}^n y_{ig} = 1 \quad (2.2)$$

- 2- Considerando que todo o volume poroso é preenchido pelas fases presentes:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (2.3)$$

- 3- A pressão capilar (P_c) é função da tensão interfacial entre os fluidos, da molhabilidade, do diâmetro das gargantas dos poros e da saturação do meio poroso. Peaceman (1977) aceita a pressão capilar como função unicamente das saturações, para um determinado tipo de rocha:

$$\begin{aligned} P_o - P_w &= P_{c_{ow}}(S_g, S_o, S_w) \\ P_g - P_o &= P_{c_{go}}(S_g, S_o, S_w) \end{aligned} \quad (2.4)$$

- 4- As permeabilidades relativas são também funções das saturações e, as massas específicas e viscosidades, funções das pressões e composições nas fases (p):

$$K_{rp} = f(S_w, S_o, S_g) \quad \rho_p = f(P_p, y_p) \quad \mu_p = f(P_p, y_p) \quad (2.5)$$

O deslocamento dos fluidos se dá por convecção, causada pela diferença de potencial entre as células. O modelo não leva em conta a difusão molecular e o critério termodinâmico de equilíbrio considera que a fugacidade de cada componente na fase líquida é igual à fugacidade do mesmo componente na fase gasosa. Estas são determinadas através das equações de estado, das quais a mais utilizada é a de Peng & Robinson:

$$\left(P + \frac{a_T}{(V_M - b)^2} \right) (V_M - b) = RT \quad (2.6)$$

$$a_T = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n y_i y_j (1 - d_{ij}) (a_{Ti} a_{Tj})^{0.5} \quad b = \sum_{i=1}^n y_i b_i$$

$$a_{Ti} = \Omega_a \left(\frac{R^2 T_{ci}^2}{P_{ci}} \right) \left[1 + (0,37464 + 1,54226 w_i - 0,26992 w_i^2) (1 - T_r^{0.5}) \right]^2 \quad b_i = \Omega_b \frac{R T_{ci}}{P_{ci}}$$

onde Ω_a e Ω_b normalmente são 0,45724 e 0,07780, respectivamente; w é o fator acêntrico; d_{ij} o coeficiente de interação entre os componentes i e j ; y a fração molar do componente na fase; R a constante universal dos gases; T_c a temperatura crítica; T_r a temperatura reduzida, P_c a pressão crítica e V_M o volume molar.

Para a introdução da equação de estado no simulador, é necessário que se faça um ajuste prévio aos resultados das análises de laboratório da amostra de hidrocarbonetos. Este procedimento é feito em um simulador de PVT onde, por meio de uma regressão, é ajustada uma curva para cada experimento.

No presente estudo foi utilizado o simulador de PVT Winprop, versão 98.02, e o simulador de fluxo composicional GEM, versão 98.03, ambos desenvolvidos pela CMG.

Capítulo 3

Tratamento dos Fluidos

Conforme já discutido no capítulo anterior, as equações de estado são necessárias à simulação composicional para a obtenção das relações PVT de uma mistura. Para a sua utilização, é necessário que se faça o ajuste desta equação ao fluido desejado, por meio de uma regressão, a partir dos dados experimentais advindos das análises PVT de laboratório.

Os experimentos de laboratório ajustados nas amostras utilizadas neste estudo são a expansão a composição constante (CCE), a depleção a volume constante (CVD) e a liberação diferencial, os quais são sucintamente descritos a seguir.

Na **expansão a composição constante** a amostra (óleo ou gás) é colocada em uma célula de laboratório, com a pressão ajustada a um valor maior ou igual à pressão inicial do reservatório e à temperatura do reservatório (T_{res}). A pressão é reduzida pelo aumento do volume da célula, sem haver remoção de fluido. A cada estágio, são medidas a pressão e o volume total de fluido (gás e óleo). São reportados os volumes relativos (V/V_{sat}) a cada etapa e a pressão de saturação (P_{sat}).

A **depleção a volume constante** é geralmente realizada para simular condições de reservatório de gás retrógrado e óleo volátil. A amostra é colocada na célula a uma pressão igual à pressão de saturação (orvalho ou bolha) e à temperatura do reservatório. A pressão mais uma vez é reduzida pelo aumento do volume da célula, por estágios, sendo parte do gás retirada até que o volume da célula seja igual ao volume inicial na pressão de saturação. A cada estágio são medidos o volume de líquido relativo, o fator de compressibilidade do gás (Z) e o gás produzido. O gás coletado é enviado para um separador multiestágio, onde são selecionados valores de

pressão e temperatura visando a otimização da produção de líquido. O último estágio do separador corresponde às condições de tanque (101, 3kPa e 15,6°C), onde são medidos a razão gás/óleo (RGO), o grau API e o fator volume de óleo da formação (B_o).

A **liberação diferencial** é normalmente feita em fluidos tipo *Black-Oil*, para simular as condições encontradas no reservatório. O líquido é colocado na célula, com $P = P_b$ e $T = T_{res}$. A pressão é reduzida pelo aumento do volume da célula, em estágios, até atingir a pressão atmosférica. O gás é coletado a cada estágio e medidos o volume e a massa específica. Na pressão atmosférica a temperatura é reduzida até 15,6°C (60°F) e é medido o volume de líquido remanescente (óleo residual da liberação diferencial – V_{or}). Cada valor do volume de líquido da célula é dividido pelo V_{or} para se obter o volume de óleo relativo ou fator volume de óleo da formação (B_o). Também são medidos o fator de compressibilidade do gás (Z), a massa específica do gás e o fator volume de gás da formação (B_g). O volume total de gás removido durante todo o processo (V_{tg}) é a quantidade de gás em solução no ponto de bolha. A razão de solubilidade (R_s) é calculada dividindo-se V_{tg} por V_{or} . O gás em solução em qualquer pressão mais baixa é obtido pela subtração da quantidade de gás removida na profundidade de interesse do volume total de gás (V_{tg}).

O desenvolvimento do estudo nesta fase compreende uma etapa inicial de ajuste da EOS às amostras disponíveis, as quais servem de base para a obtenção de várias outras composições. Dentre estas, são selecionadas as composições iniciais dos bancos de hidrocarbonetos introduzidas no simulador de fluxo.

3.1- Ajuste da Equação de Estado

As quatro análises PVT utilizadas são ajustadas adotando-se como opção a equação de Peng & Robinson. As principais características e propriedades destas amostras encontram-se na **Tabela 3.1**.

Tabela 3.1- Características e propriedades dos fluidos utilizados no estudo. T_{res} : temperatura do reservatório; P_{res} : pressão do reservatório; P_{sat} : pressão de saturação; $\gamma_{g\ sep}$: densidade do gás do separador; Z : fator de compressibilidade do gás; Bo : fator volume de óleo da formação; Rs : razão de solubilidade; μ : viscosidade.

	Amostra A	Amostra B	Amostra C	Amostra D
Fluido	<i>Black-oil</i>	Óleo volátil	Gás retrógrado	Gás retrógrado
T_{res} ($^{\circ}C$)	144,4	152,8	138,9	142,2
P_{res} (kPa)	32.659	36.390	35.354	34.363
P_{sat} (kPa)	19.531	31.563	32.990	32.335
RGO (m^3/m^3)	144	341,4	1.126	1.040
$^{\circ}API$ óleo (tanque)	42	43	53,5	54
$\gamma_{g\ sep}$ ($ar = 1$)	0,856	0,806	0,71	0,806
Z do gás na P_{sat}	-	-	1,017	0,986
Bo na P_{sat} (m^3/m^3)	1,74	3,215	-	-
Rs na P_{sat} (m^3/m^3)	165	544,27	-	-
μ na P_{sat} (cp)	0,144	0,061	-	-

Cada amostra é agrupada em seis pseudo-componentes, tendo em vista a redução do esforço computacional durante a utilização do simulador composicional. Com o objetivo de analisar a representatividade das amostras agrupadas, é também ajustada a amostra expandida até o componente C_{22+} , cujas composições são determinadas através do fracionamento (*splitting*) das respectivas frações pesadas, reportadas nos relatórios PVT. As composições finais obtidas para as amostras expandidas e agrupadas encontram-se nas **Tabelas 3.2 e 3.3**, respectivamente.

Tabela 3.2- Composições (% molar) e pesos moleculares (kg/kgmol) das amostras expandidas.

Componente	Amostra A	Amostra B	Amostra C	Amostra D
CO ₂	0,14	0,19	0,33	0,34
N ₂	0,52	0,65	0,90	0,78
C ₁	36,16	53,18	66,71	60,39
C ₂	8,36	11,56	11,51	14,33
C ₃	8,35	7,62	6,46	9,59
iC ₄	3,01	1,81	1,50	1,97
nC ₄	5,66	3,19	2,43	3,39
iC ₅	3,18	1,21	0,97	1,09
nC ₅	3,35	1,39	0,87	1,07
C ₆	4,72	1,99	1,42	1,25
C ₇	7,52	3,00	1,69	1,26
C ₈	4,46	2,04	1,22	1,34
C ₉	3,92	1,85	0,82	0,76
C ₁₀	2,89	1,40	0,62	0,47
C ₁₁	0,30	0,72	0,41	0,20
C ₁₂	0,29	0,66	0,33	0,18
C ₁₃	0,28	0,61	0,28	0,16
C ₁₄	0,27	0,56	0,24	0,14
C ₁₅	0,26	0,51	0,20	0,13
C ₁₆	0,25	0,47	0,17	0,12
C ₁₇	0,24	0,43	0,14	0,10
C ₁₈	0,23	0,40	0,12	0,09
C ₁₉	0,22	0,37	0,10	0,08
C ₂₀	0,21	0,34	0,09	0,08
C ₂₁	0,20	0,31	0,07	0,07
C ₂₂₊	5,02	3,52	0,40	0,62
PM	86,58	59,66	33,09	34,27

Tabela 3.3- Composições (% molar) e pesos moleculares (kg/kgmol) das amostras agrupadas.

Pseudo-componente	Amostra A	Amostra B	Amostra C	Amostra D
CO ₂ -C ₁	36,68	53,38	67,04	60,73
N ₂ -C ₂	8,50	12,21	12,41	15,11
C ₃ -C ₅	23,55	15,22	12,23	17,11
C ₆ -C ₁₀	23,51	10,28	5,77	5,08
C ₁₁ -C ₂₁	2,74	5,39	2,14	1,35
C ₂₂₊	5,02	3,52	0,41	0,62
PM	80,38	59,10	33,09	34,44

As regressões efetuadas apresentam resultados bastante satisfatórios, tanto nas amostras expandidas quanto nas agrupadas, cujas curvas ajustadas aos dados experimentais são apresentadas a seguir.

A expansão a composição constante é ajustada em todas as amostras, cujas pressões de saturação e volumes relativos obtidos encontram-se na **Tabela 3.4** e **Figura 3.1**, respectivamente.

Tabela 3.4- Quadro comparativo entre as pressões de saturação calculadas e experimentais. Pressões em kPa.

Amostra	T (°C)	P _{sat} lab	P _{sat} expand.	P _{sat} pseudo
A	144,4	19.531	19.505	19.502
B	152,8	31.563	31.577	31.574
C	138,9	32.990	32.944	32.963
D	142,2	32.335	32.235	32.336

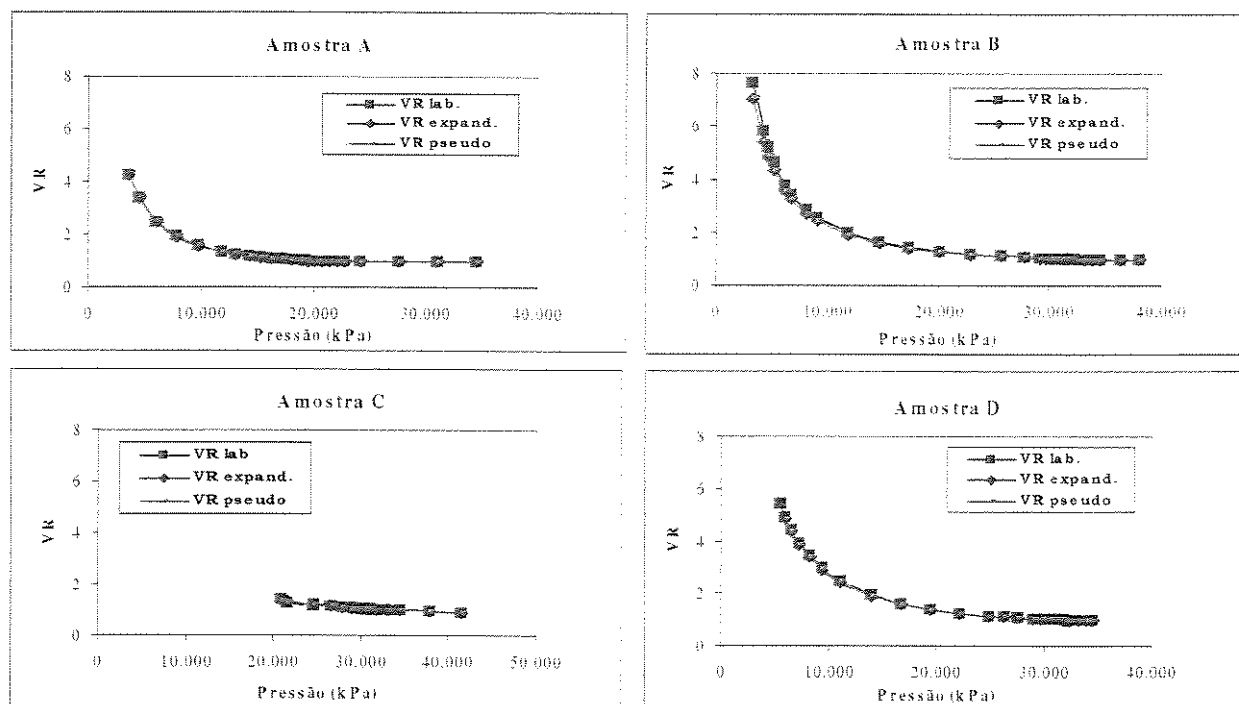


Figura 3.1- Ajustes das curvas de volume relativo na expansão a composição constante.

A depleção a volume constante é realizada nas amostras B, C e D. São ajustadas as curvas de líquido relativo, fator Z do gás e gás produzido, as quais se encontram nas Figuras 3.2, 3.3 e 3.4, respectivamente.

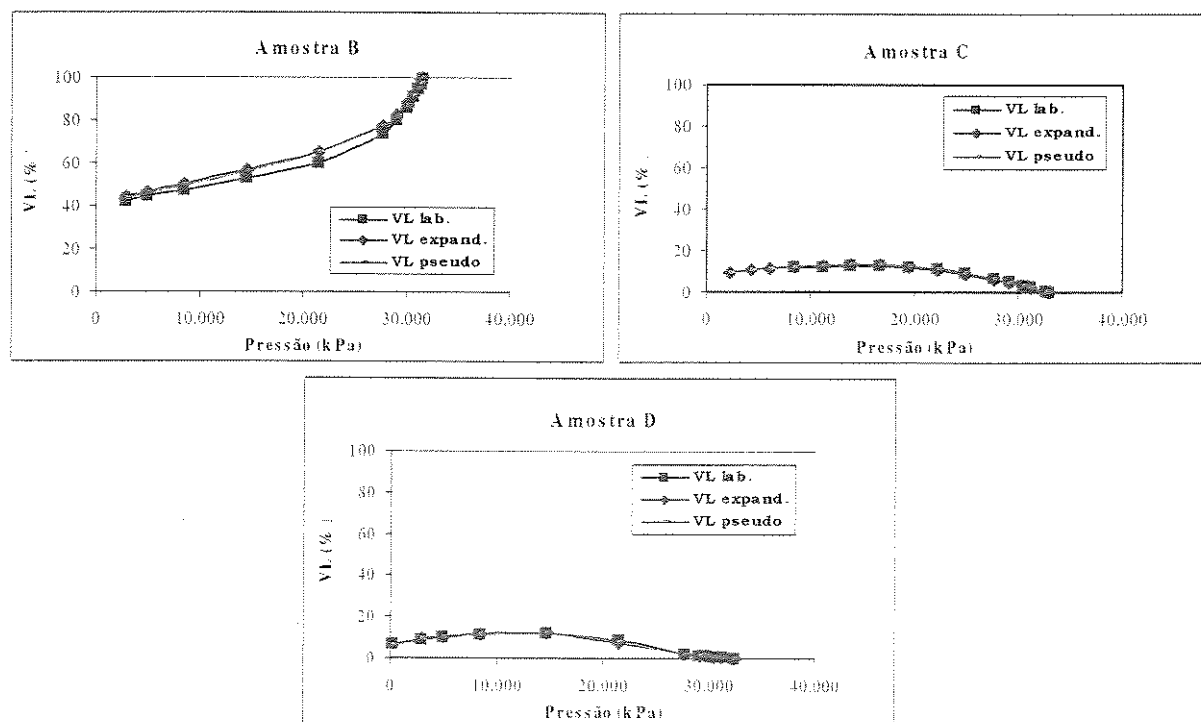


Figura 3.2- Ajustes das curvas de líquido relativo na depleção a volume constante.

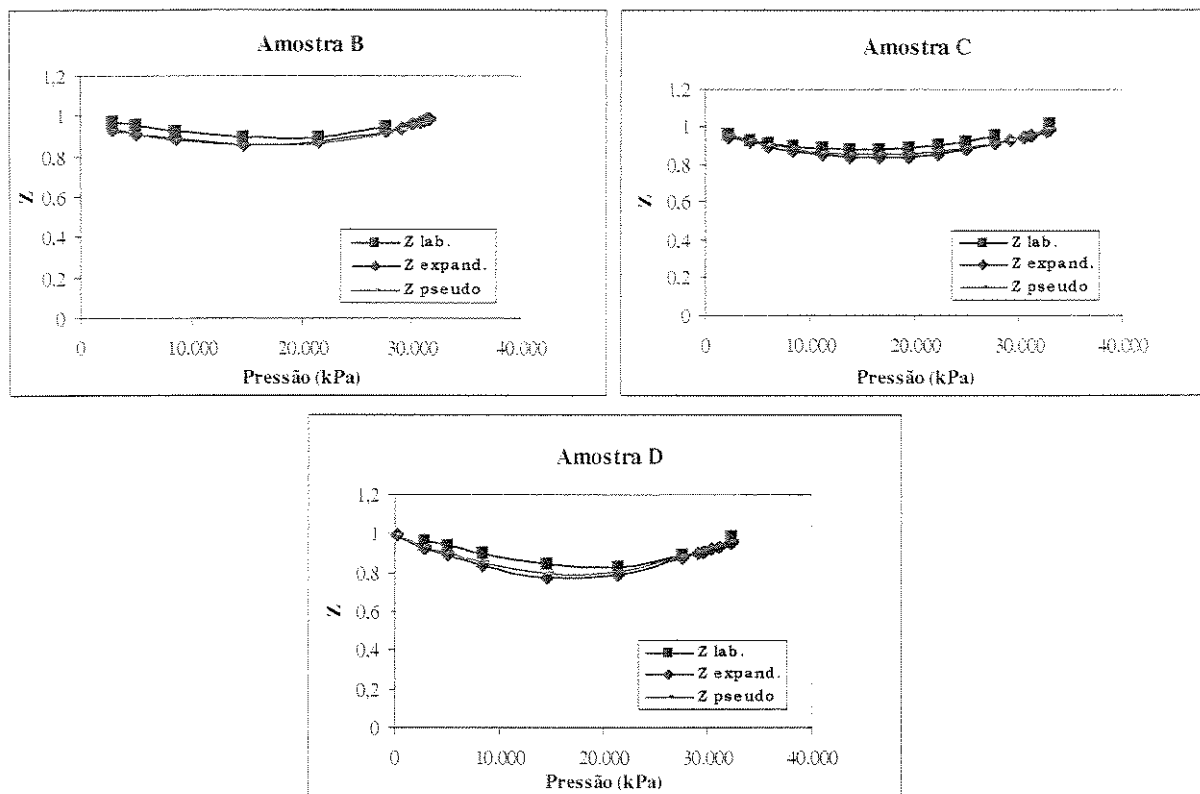


Figura 3.3- Ajustes das curvas de compressibilidade do gás (Z) na depleção a volume constante.

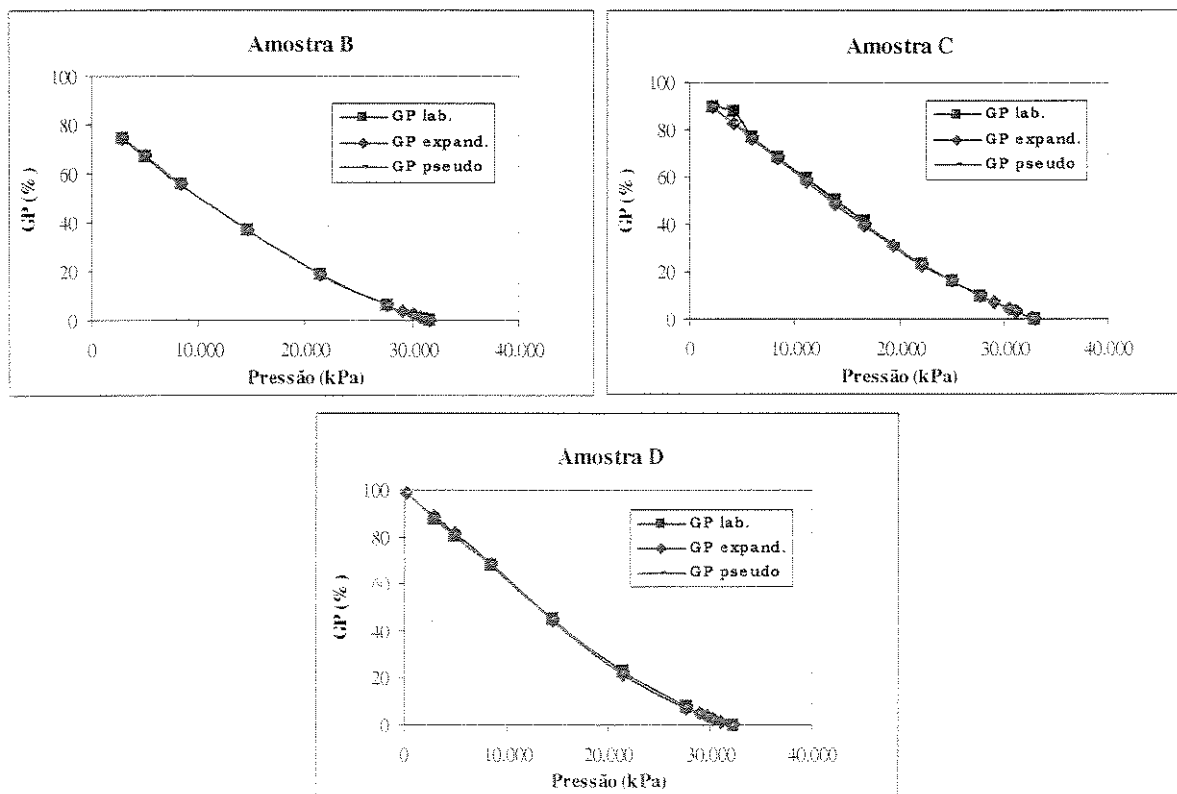


Figura 3.4- Ajustes das curvas de gás produzido na depleção a volume constante.

Os resultados da liberação diferencial, efetuada apenas na amostra A, são apresentados conjuntamente na **Figura 3.5** a seguir.

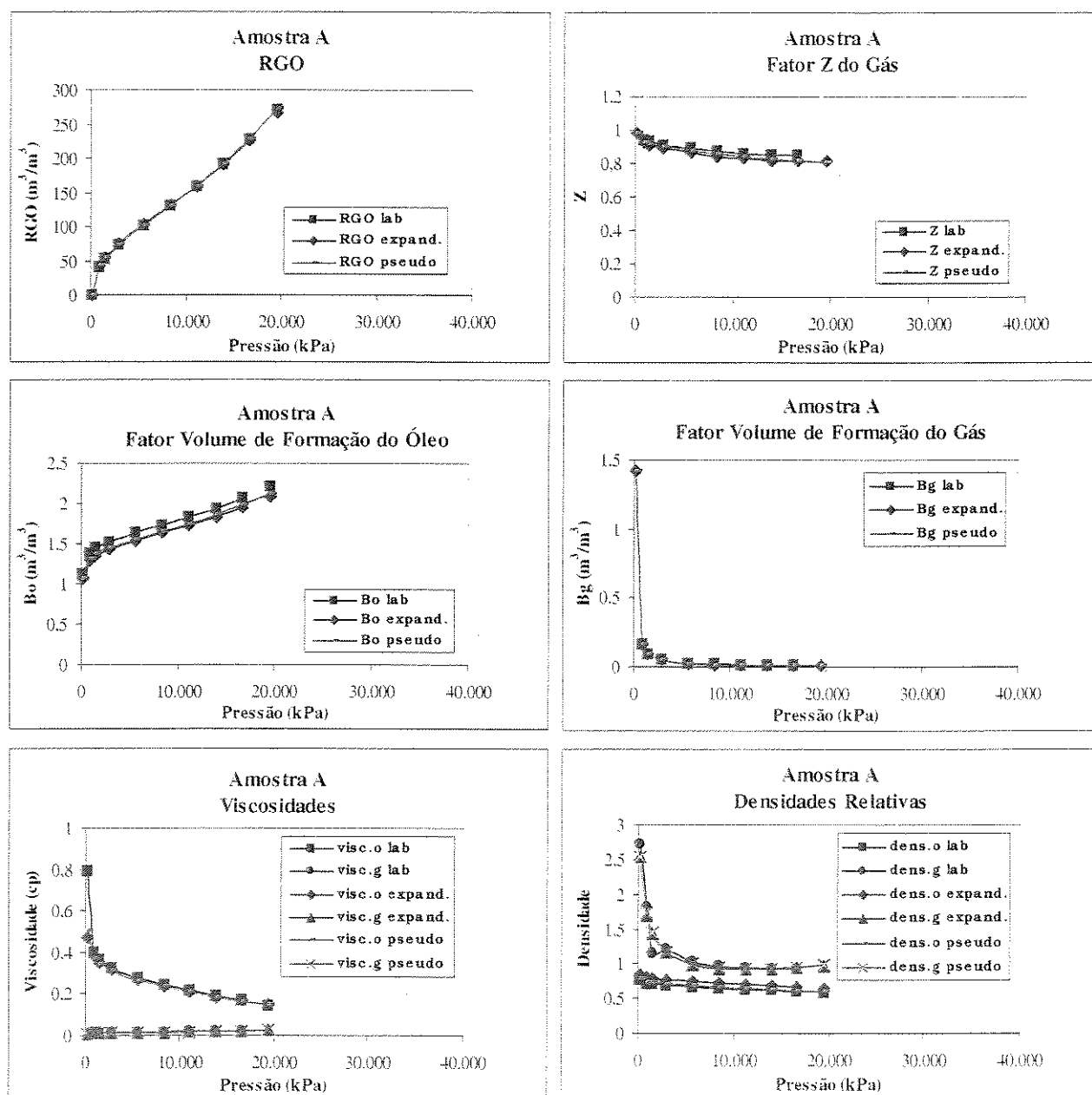


Figura 3.5- Resultados da liberação diferencial.

Após a regressão são construídos os envelopes de fases de todas as amostras, os quais se encontram representados na **Figura 3.6**. Pode-se então observar na amostra A que, apesar dos bons ajustes aos experimentos de laboratório, o agrupamento em pseudo-componentes não reproduziu perfeitamente a amostra original, para temperaturas superiores às utilizadas na regressão, indicando uma maior sensibilidade à variação da composição.

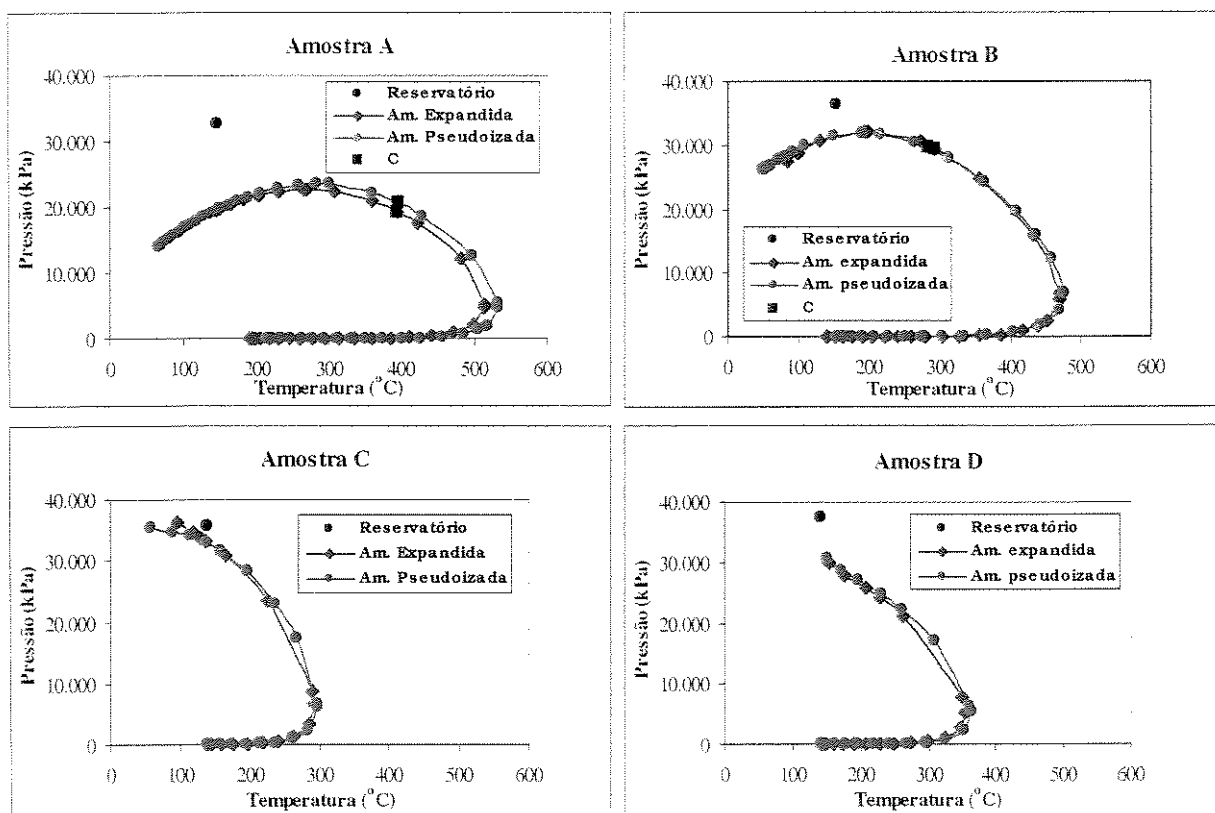


Figura 3.6- Envelopes de fases de todas as amostras ajustadas. C: ponto crítico.

3.2- Obtenção das Composições dos Bancos de Hidrocarbonetos

O estudo tem como objetivo investigar as variações composicionais resultantes do processo de separação de fases durante a migração/preenchimento, cuja composição do fluido original se encontra nas regiões de óleo, gás e nas proximidades do ponto crítico. Para tanto, há a

necessidade de se obter outras composições, a partir das amostras disponíveis, para a posterior seleção daquela que mais se adequa às condições de pressão e temperatura dos modelos geológicos a serem investigados.

Após o ajuste da equação de estado, em cada amostra agrupada é feito um *flush* para as condições de superfície (101,3kPa e 15,6°C), cujos envelopes de fases dos fluidos resultantes encontram-se na **Figura 3.7**. As respectivas composições das fases líquido e vapor (**Tabela 3.5**) são re combinadas com diversos valores de razão gás-óleo, obtendo-se novas misturas de hidrocarbonetos com diferentes características. Os envelopes de fases correspondentes às recombinações estão representados nas **Figuras 3.8 a 3.11**.

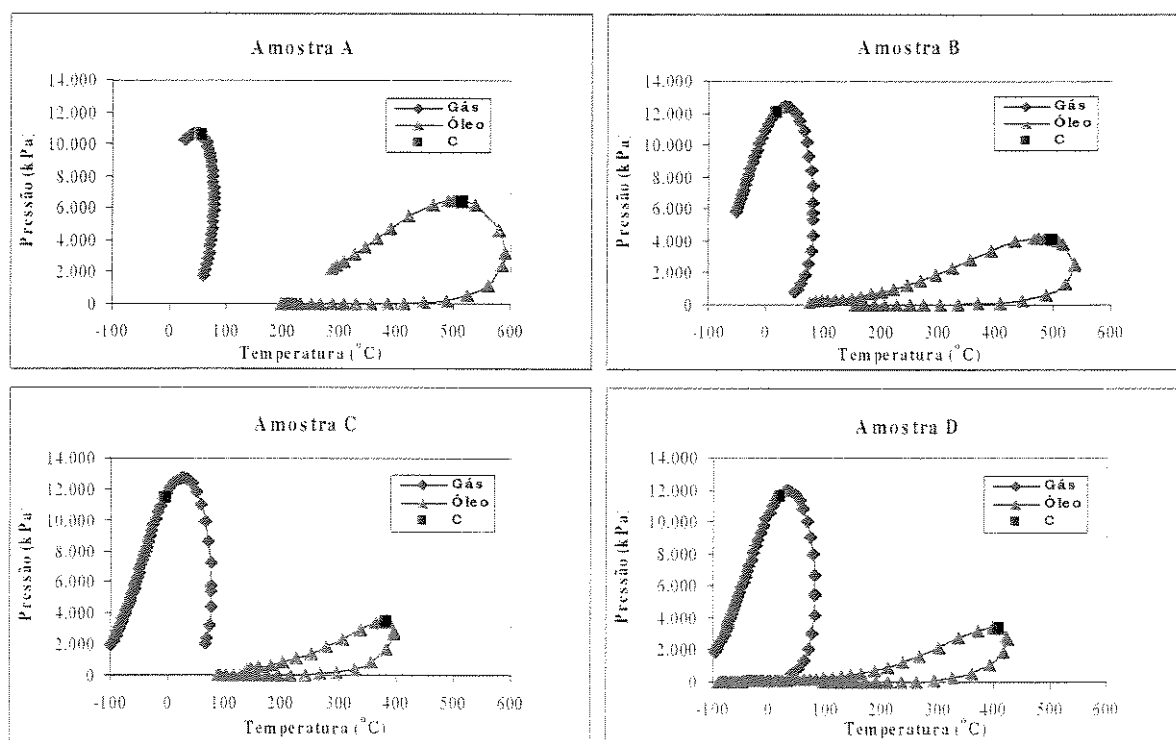


Figura 3.7- Envelopes de fases dos fluidos à superfície. C: ponto crítico.

Tabela 3.5- Composições (% molar) e pesos moleculares (kg/kgmol) dos fluidos à superfície.

	Amostra A		Amostra B		Amostra C		Amostra D	
	Gás	Óleo	Gás	Óleo	Gás	Óleo	Gás	Óleo
CO ₂ -C ₁	56,64	0,31	65,88	0,34	72,39	0,35	65,06	0,39
N ₂ -C ₂	13,67	0,40	15,00	0,38	13,38	0,33	16,15	0,64
C ₃ -C ₅	29,61	12,84	17,71	4,66	12,93	3,51	18,24	1,40
C ₆ -C ₁₀	0,07	64,98	1,41	47,92	1,30	61,47	0,55	68,15
C ₁₁ -C ₂₁	0,01	7,57	0,00	28,25	0,00	28,89	0,00	20,22
C ₂₂₊	0,00	13,90	0,00	18,45	0,00	5,45	0,00	9,20
PM	29,87	166,63	26,10	199,10	23,96	146,91	25,47	159,44

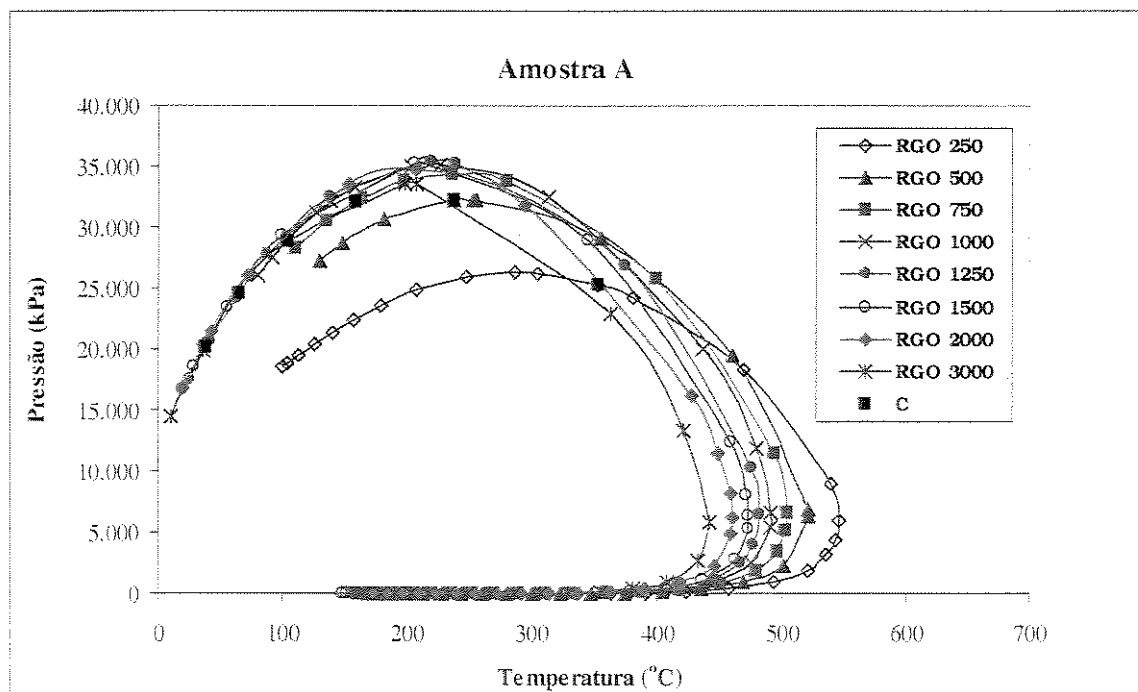


Figura 3.8- Amostra A - envelopes de fases para recombinações a diferentes RGO's (m³/m³).

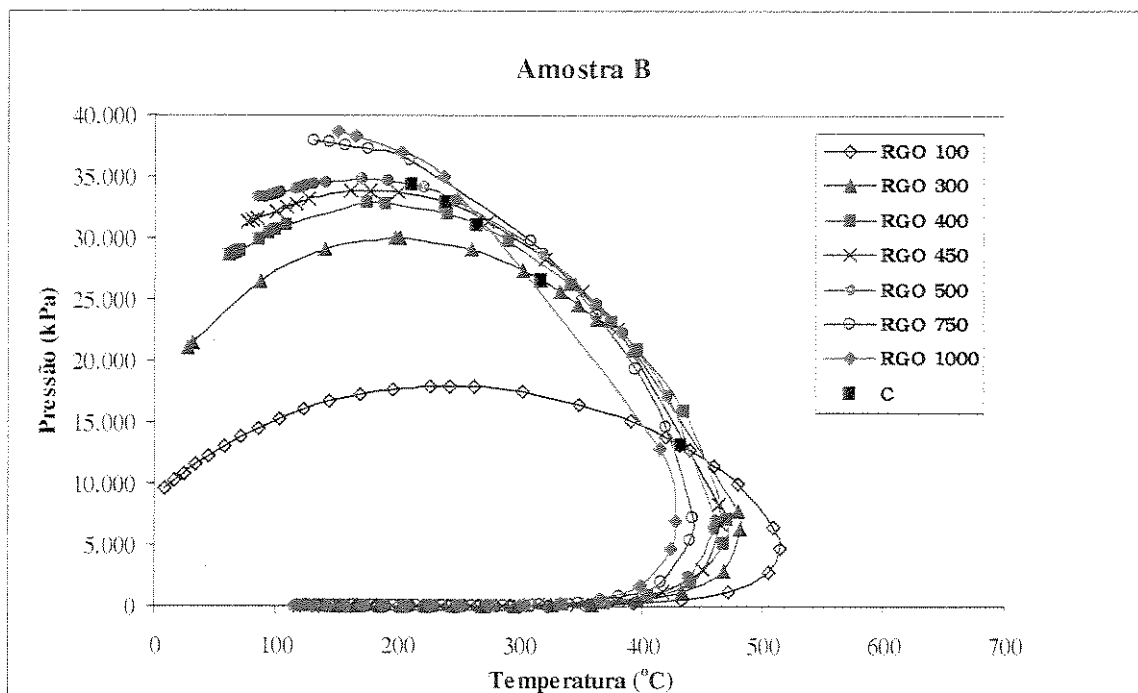


Figura 3.9- Amostra B - envelopes de fases para recombinações a diferentes RGO's (m^3/m^3).

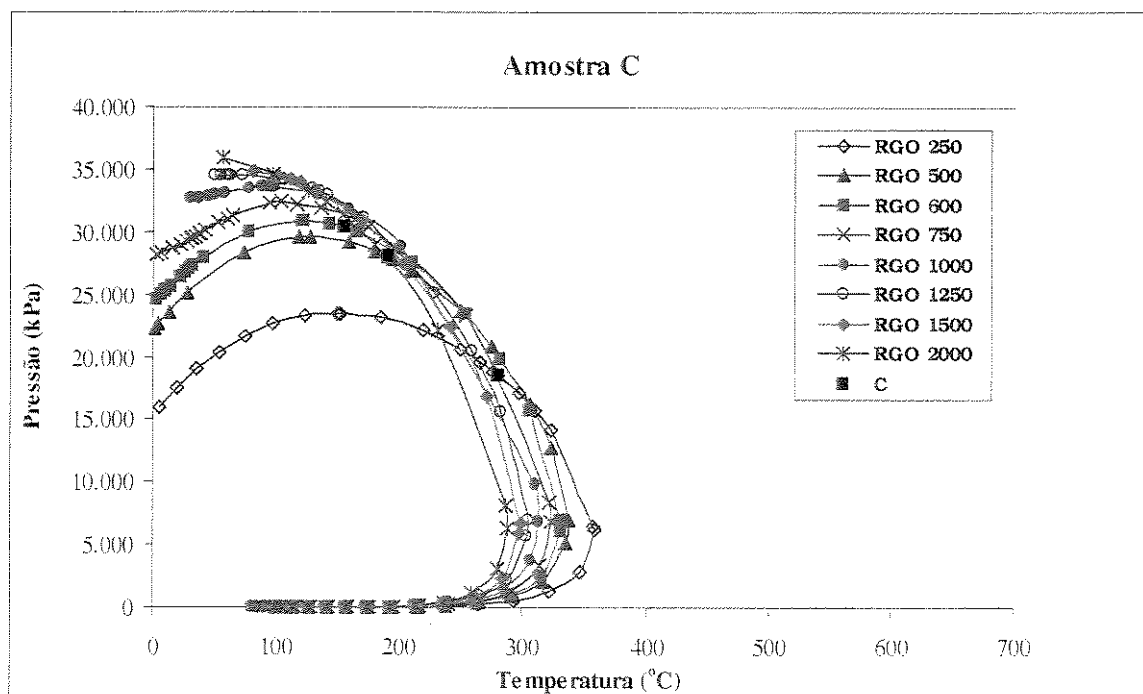


Figura 3.10- Amostra C - envelopes de fases para recombinações a diferentes RGO's (m^3/m^3).

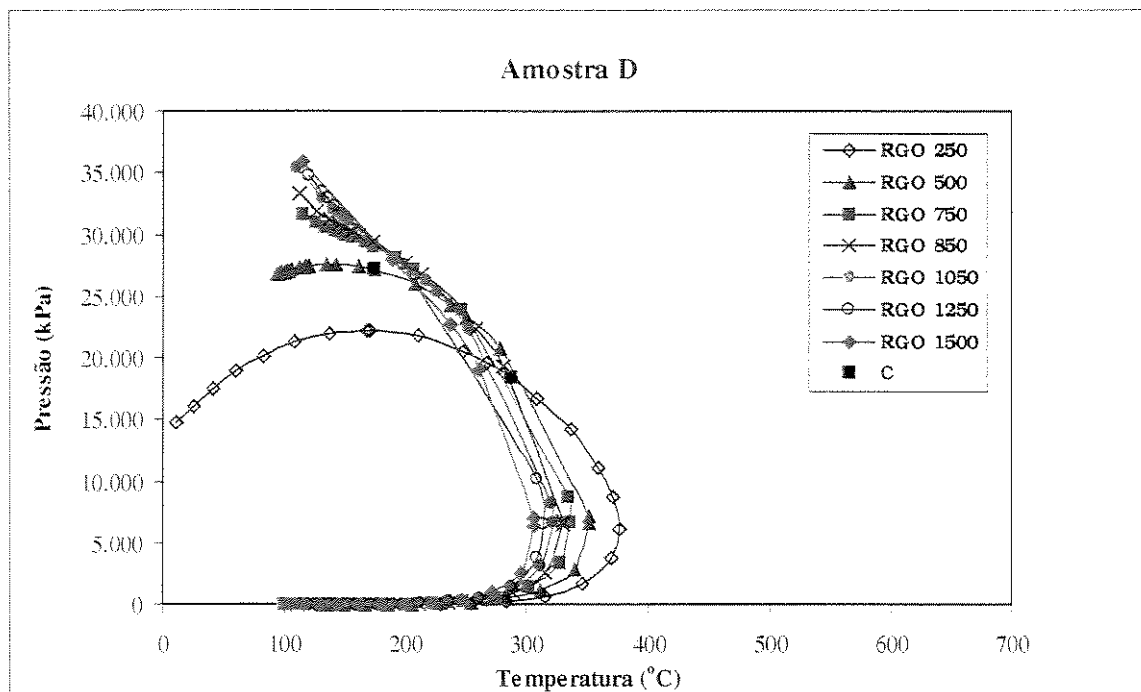


Figura 3.11- Amostra D - envelopes de fases para recombinações a diferentes RGO's (m^3/m^3).

A escolha da composição do banco inicial de hidrocarbonetos obedece às condições dos modelos geológicos. Estes modelos são construídos de maneira que a separação de fases ocorra durante a migração secundária, ao longo da rocha carreadora (modelo de Gussow) ou nas falhas que servem como duto (modelo com falha). Utiliza-se nos modelos as condições de temperatura da acumulação onde são coletadas as amostras utilizadas no estudo, cujo gradiente é dado pela seguinte equação:

$$T_{prof} = T_{sup} + (G_T \cdot H) \quad G_T = 40,4^\circ\text{C}/\text{km} \quad T_{sup} = 15,6^\circ\text{C} \quad (3.1)$$

onde os subscritos *sup* e *prof* correspondem às condições de superfície e da profundidade de interesse, respectivamente. G_T é o gradiente geotérmico do campo e a profundidade (H) é fornecida em km.

Os reservatórios são considerados como inicialmente saturados por água salgada, com massa específica de $932\text{kg}/\text{m}^3$ à pressão de 32.894kPa , cujo gradiente é dado por $9.1397\text{kPa}/\text{m}$.

Com base nestes gradientes, a composição escolhida para o fluido do banco de hidrocarbonetos na região de óleo, para os dois modelos, é a da amostra B recombina à RGO de $300\text{m}^3/\text{m}^3$. Para a região crítica é selecionada a composição da amostra C recombina à RGO de $600\text{m}^3/\text{m}^3$ e, para a região de gás, também a amostra C recombina à RGO de $1250\text{m}^3/\text{m}^3$. Destas composições são feitos *flashes* para as condições P-T dos bancos e calculadas as respectivas pressões de saturação. As composições obtidas são idênticas àquelas obtidas das recombinações, já que ambos os modelos se encontram na região de fase única, nas condições iniciais. As composições resultantes para os três fluidos, juntamente com as propriedades de cada pseudo-componente, encontram-se descritas nas **Tabelas 3.6 a 3.8**.

Tabela 3.6- Composição e propriedades dos pseudo-componentes do óleo selecionado.

Fluido na Região de Óleo						
Pseudo componente	CO ₂ -C ₁	N ₂ -C ₂	C ₃ -C ₅	C ₆ -C ₁₀	C ₁₁ -C ₂₁	C ₂₂₊
Composição (%mol)	51,28	11,74	14,81	11,77	6,29	4,11
P _c (atm)	45,48	47,88	38,69	29,23	17,74	9,16
V _c (m ³ /kmol)	0,09898	0,14464	0,23742	0,41570	0,77403	1,57894
T _c (°K)	190,9	296,2	404,3	564,4	710,6	1.001,5
PM (kg/kgmol)	16,14	29,96	53,50	105,92	211,16	466,25

Tabela 3.7- Composição e propriedades dos pseudo-componentes do fluido crítico selecionado.

Fluido na Região Crítica						
Pseudo componente	CO ₂ -C ₁	N ₂ -C ₂	C ₃ -C ₅	C ₆ -C ₁₀	C ₁₁ -C ₂₁	C ₂₂₊
Composição (%mol)	60,20	11,17	11,34	11,48	4,89	0,92
P _c (atm)	45,52	47,76	38,89	25,57	18,38	14,91
V _c (m ³ /kmol)	0,09898	0,14343	0,23506	0,46227	0,72557	1,29806
T _c (°K)	191,1	292,9	401,8	556,6	669,9	790,2
PM (kg/kgmol)	16,18	29,92	52,82	108,23	198,88	384,07

Tabela 3.8- Composição e propriedades dos pseudo-componentes do gás selecionado.

Fluido na Região de Gás						
Pseudo componente	CO ₂ -C ₁	N ₂ -C ₂	C ₃ -C ₅	C ₆ -C ₁₀	C ₁₁ -C ₂₁	C ₂₂ +
Composição (%mol)	65,97	12,22	12,09	6,67	2,57	0,48
P _c (atm)	45,52	47,76	38,89	25,57	18,38	14,91
V _c (m ³ /kmol)	0,09898	0,14343	0,23506	0,46227	0,72557	1,29806
T _c (°K)	191,1	292,9	401,8	556,6	669,9	790,2
PM (kg/kgmol)	16,18	29,92	52,82	108,23	198,88	384,07

Em todos os modelos o topo do banco de hidrocarbonetos é posicionado à profundidade de 3.600 metros, facilitando assim a comparação entre os resultados. Na **Tabela 3.9** são reportadas os pesos moleculares e as pressões de saturação calculadas para estas condições.

Tabela 3.9- Pressões de saturação e pesos moleculares dos fluidos selecionados para os dois modelos. O subscrito banco corresponde às condições no topo do banco de hidrocarbonetos.

	Óleo		Fluido Crítico		Gás	
	Gussow	Falha	Gussow	Falha	Gussow	Falha
Topo do banco (m)	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600
P _{banco} (kPa)	32.923	32.946	32.917	32.938	32.913	32.928
T _{banco} (°C)	160,9	160,9	160,9	160,9	160,9	160,9
P _{sat} (kPa)	29.624	29.624	30.151	30.151	31.769	31.769
PM (kg/kgmol)	64,63	64,63	44,76	44,76	34,90	34,90

As relações entre o envelope de fases dos três fluidos e os perfis de pressão/temperatura de ambos os modelos, nas condições iniciais, encontram-se ilustradas na **Figura 3.12**. Os pontos acima das envoltórias correspondem aos respectivos bancos e aqueles abaixo representam situações distintas para cada modelo: no de Gussow equivalem, na sequência, às armadilhas mais

profunda e mais rasa; no modelo com falha estes pontos significam a entrada no reservatório inferior e o ápice do reservatório superior.

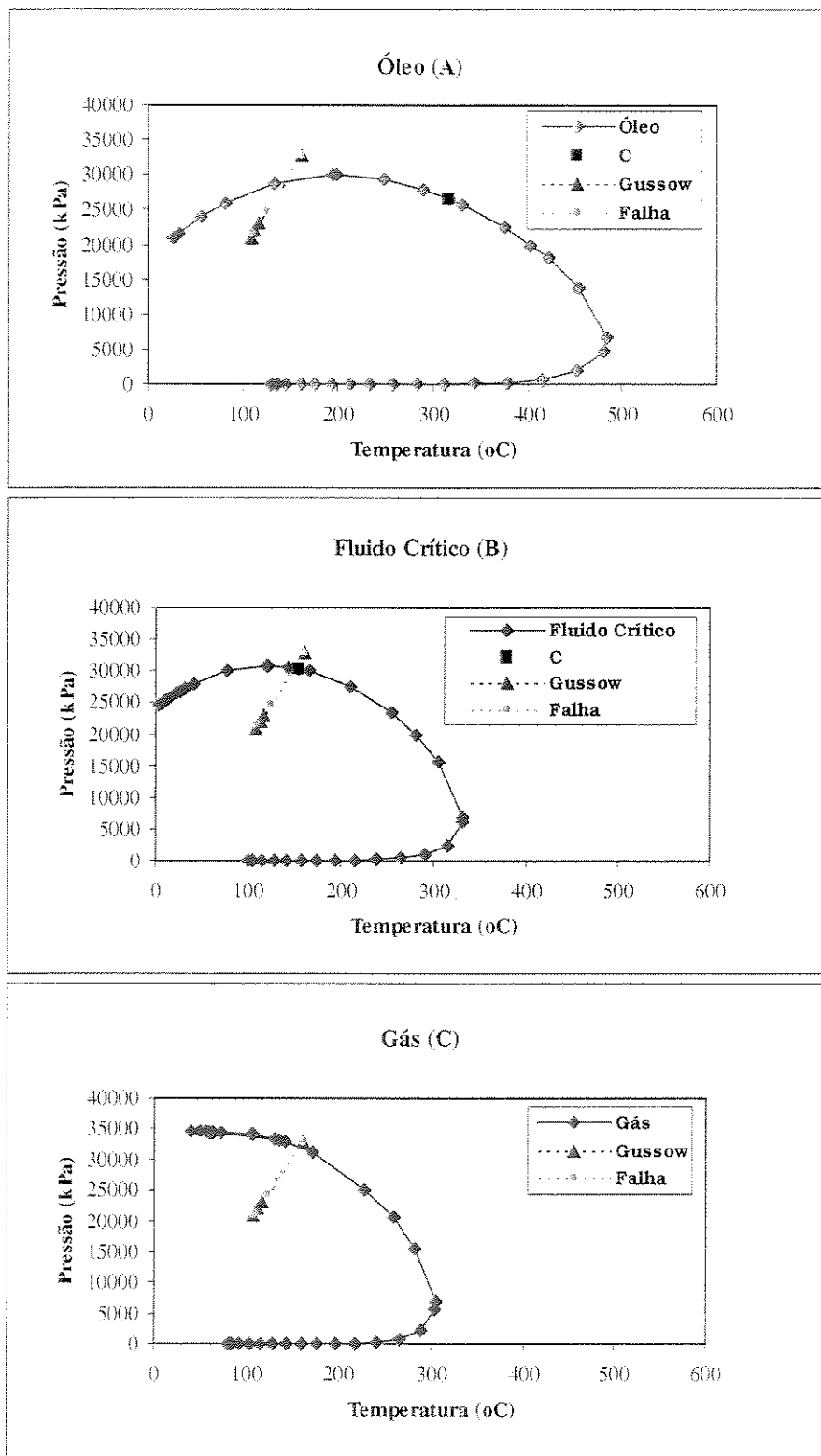


Figura 3.12- Relações entre as composições do óleo (A), fluido crítico (B) e gás (C) selecionados e as trajetórias P-T dos modelos.

3.3- Análise dos Resultados

O simulador de PVT Winprop revela-se uma eficiente e ágil ferramenta na análise de fluidos, com aplicação direta em estudos de reservatórios com hidrocarbonetos de composições variadas.

Sua utilização, em todas as amostras, permite o ajuste da equação de estado (EOS) e a posterior obtenção de uma grande diversidade de novas misturas, com características distintas das originais. A partir destas são selecionadas aquelas que se adequam às condições de pressão e temperatura dos modelos que são introduzidos no simulador de fluxo.

Os recursos do programa empregados na fase de ajuste são: o fracionamento (*splitting*) das frações pesadas (C_{n+}), que fornecem uma caracterização mais detalhada dos fluidos reportados nos relatórios PVT; o agrupamento (*lumping*) dos componentes em um menor número de pseudo-componentes, cujo principal objetivo é a redução do esforço computacional durante a simulação de fluxo com abordagem composicional; e a regressão, através da qual se obtém o ajuste da EOS. Os experimentos de laboratório analisados são a expansão a composição constante, a depleção a volume constante e a liberação diferencial, que apresentam ajustes bastante satisfatórios, tanto nas amostras expandidas quanto naquelas agrupadas (**Tabela 3.4** e **Figuras 3.1 a 3.5**). A construção dos envelopes de fases destas amostras permite observar a boa representatividade do agrupamento em pseudo-componentes. A amostra A, cujo fluido (*Black-Oil*) revela uma grande sensibilidade à variação da composição, possui melhor ajuste apenas próximo às condições utilizadas na regressão (**Figura 3.6**).

Para a obtenção da composição do banco de hidrocarbonetos, inicialmente é feito um *flash* para as condições de superfície, cujas composições das fases óleo e gás são recombinadas a diferentes RGO's, dando origem a novas misturas.

Os envelopes de fases gerados para os fluidos à superfície mostram que o peso molecular original do hidrocarboneto reflete diretamente no comportamento das fases produzidas (**Tabelas**

3.1 a 3.3 e **Figura 3.7**). Quanto mais rico em componentes pesados é o fluido inicial, mais pesado é o gás produzido e os envelopes das fases óleo encontram-se a mais altas temperaturas e pressões, com uma forma mais aberta, indicando uma maior susceptibilidade a um novo processo de separação de fases. Os envelopes de gás das amostras de óleo volátil (B) e gás retrógrado (C e D) apresentam comportamentos bastante semelhantes, exceto pelo posicionamento do ponto crítico na amostra C, cuja menor temperatura e pressão é causada pela maior concentração relativa de componentes leves.

As composições resultantes das recombinações destes fluidos mostram comportamentos diversos, onde as formas das envoltórias tendem a reproduzir as condições das respectivas fases em superfície: quanto menor a RGO de recombinação, mais próximo ao envelope da fase óleo e vice-versa (**Figuras 3.8 a 3.11**). Por outro lado, quanto maior a RGO, mais à esquerda do envelope encontra-se o ponto crítico, indicando que a região de óleo em fase única é cada vez mais restrita. Nas amostras originalmente voláteis (B, C e D), observa-se ainda que nas altas RGO's, a baixas temperaturas as pressões são tais que o programa não calcula os pontos críticos e as curvas tendem a tangenciar o eixo da temperatura, com pressões crescentes.

As composições selecionadas para a inicialização no simulador de fluxo são a amostra B, re combinada à RGO de $300\text{m}^3/\text{m}^3$ (óleo), e a amostra C, com RGO's de $600\text{m}^3/\text{m}^3$ (fluido crítico) e $1250\text{m}^3/\text{m}^3$ (gás). Estes valores estão de acordo com aqueles preconizados por England & Mackenzie (1989), que atribuem RGO's inferiores a $447\text{m}^3/\text{m}^3$ e média de $1.342\text{m}^3/\text{m}^3$ para os petróleos gerados nas “janelas” de óleo e gás, respectivamente. Entretanto, é importante salientar que os bancos de hidrocarbonetos introduzidos no modelo podem representar fluidos tanto provenientes diretamente da rocha geradora como de acumulações pretéritas, cuja composição pode ser resultado de uma ou múltiplas fontes.

Considerando os gradientes de temperatura e pressão adotados no estudo, os modelos são ajustados de maneira que o envelope de fases seja interceptado durante a migração secundária, ao longo da rocha carreadora – modelo de Gussow, ou nas falhas que servem como duto ao processo – modelo com falha (**Figura 3.12 e Tabelas 3.6 a 3.9**).

Capítulo 4

Simulação Composicional dos Processos de Migração/Preenchimento

4.1- Introdução

Nesta etapa são investigadas as variações composicionais associadas ao processo de separação de fases durante a migração secundária e o preenchimento de reservatórios. As simulações são conduzidas no simulador de fluxo composicional GEM, desenvolvido pela CMG. Os modelos geológicos empregados são seções bidimensionais, onde a migração se dá ao longo da rocha carreadora (modelo de Gussow) ou através de falhas (modelo com falha).

Por se tratar de uma modelagem teórica, cujo objetivo principal é a análise do comportamento das fases do petróleo, os cenários geológicos são bastante simplificados, onde as características dos meios porosos são definidas de maneira a facilitar ao máximo o fluxo. A fidelidade à realidade se atém às condições de temperatura e pressão, discutidas no **Capítulo 3**, que propiciam o processo de separação de fases. Desta forma, os tempos geológicos aqui obtidos para o fenômeno são relativos e permitem apenas a comparação entre os casos analisados.

Os meios porosos são considerados como homogêneos, sem efeito da pressão capilar, cujas propriedades de rocha e água, comuns a ambos os modelos, encontram-se na **Tabela 4.1**. As curvas de permeabilidade relativa adotadas determinam saturações residuais de 3% de gás e 15% de óleo e de água (**Figura 4.1**). As características e propriedades dos hidrocarbonetos introduzidos nos modelos encontram-se reportadas no **Capítulo 3**.

Tabela 4.1- Propriedades de rocha e água utilizadas nos modelos.

Porosidade (%)	20
Permeabilidade horizontal (mD)	300
Permeabilidade vertical (mD)	30
Compressibilidade da rocha (kPa^{-1})	5.37×10^{-7}
Massa específica da água (kg/m^3)	932
Compressibilidade da água (kPa^{-1})	6.14×10^{-7}
Viscosidade da água (cp)	0.20

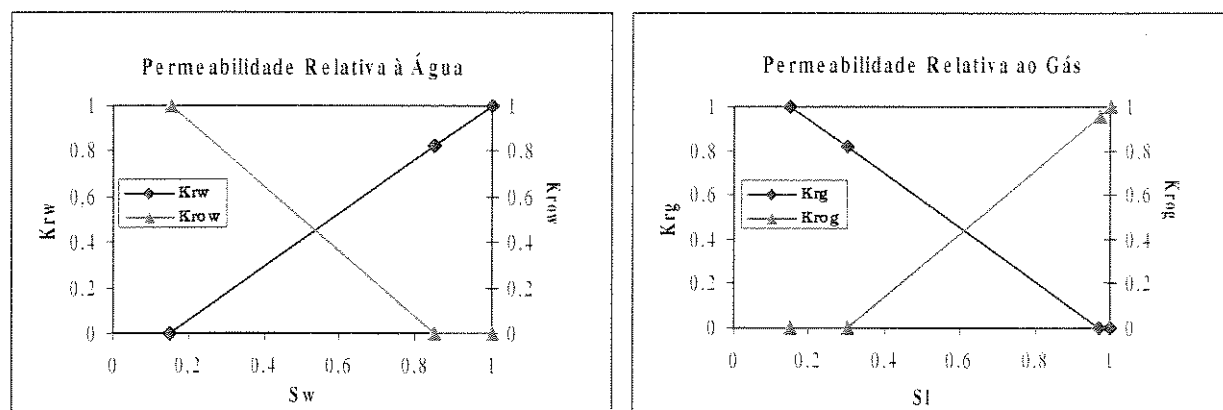


Figura 4.1- Curvas de permeabilidade relativa adotadas no estudo.

As malhas de simulação são ajustadas de maneira que o processo de separação ocorra durante a migração, permitindo que as fases se desloquem independentemente até os reservatórios. Em todos os casos analisados os topos dos bancos de hidrocarbonetos estão posicionados, nas condições iniciais, à profundidade de 3.600 metros.

No modelo de Gussow é utilizada uma malha de simulação de $198 \times 1 \times 10$ células (direções x, y e z, respectivamente) medindo $250 \times 150 \times 10$ metros na área de interesse, totalizando 1.980 células, todas ativas. Na região do banco de hidrocarbonetos as células tem 20 metros de espessura. Os topos das armadilhas I, II e III são posicionados a 2.515, 2.400 e 2.285

metros de profundidade, respectivamente. A **Figura 4.2** apresenta a visualização tridimensional da malha do modelo de Gussow e a localização das armadilhas.

No modelo com falha a malha empregada é de 55 x 1 x 83 células, totalizando 4.565 células, das quais 1.610 ativas. As células tem dimensões variadas: 250 x 150 x 10 metros na região dos reservatórios, 250 x 150 x 20 metros no banco de hidrocarbonetos e, na região da falha, 50 x 150 x 10-20 metros (**Figura 4.3**). Os topos das armadilhas inferior e superior encontram-se às profundidades de 2.470 e 2.300 metros, respectivamente. Na falha é utilizada uma permeabilidade horizontal igual à vertical de 500mD, sendo que na passagem do reservatório inferior para o superior é introduzida uma barreira ($K_h = 2\text{mD}$ e $K_v = 0,2\text{mD}$). Esta restrição ao fluxo tem por objetivo fazer com que o preenchimento se dê primeiramente no reservatório inferior e, conseqüentemente, promover uma maior diferenciação dos hidrocarbonetos.

O monitoramento do avanço das frentes de migração é realizado conjuntamente, através de imagens de saturação dos fluidos presentes e das suas características, obtidas das informações geradas no *timestep* desejado. As imagens são apresentadas em visualização tridimensional para melhor observação do processo nas superfícies dos modelos, já que o deslocamento da frente de migração se dá pela porção mais rasa da rocha carreadora (Schowalter, 1979; Souto Filho, 1994). Para cada amostra analisada é gerado o envelope de fases da composição global e tabeladas as principais propriedades. Ambos são fornecidos junto às imagens apresentadas.

Os resultados das simulações são apresentados agrupados, segundo o tipo de fluido inicializado no banco de hidrocarbonetos, permitindo a comparação entre os modelos geológicos. Considerando que o processo de migração através da falha é relativamente rápido e de difícil observação das relações entre as fases, em cada grupo o modelo de Gussow é analisado inicialmente e com mais detalhes. Neste, ao final da sequência de imagens de cada modelagem é investigado o comportamento das propriedades dos hidrocarbonetos após o preenchimento das armadilhas, ao longo do tempo geológico.

Tendo em vista que a modelagem é feita no tempo geológico as simulações são de longa duração, apesar das dimensões reduzidas das malhas e das simplificações aplicadas às concepções geológicas. A **Tabela 4.2** apresenta os tempos geológicos simulados e os tempos reais de CPU consumidos para cada modelo.

Tabela 4.2- Tempos geológicos (T_S) e de CPU (T_{CPU}) consumidos nas simulações.

	Região de Óleo		Região Crítica		Região de Gás	
	Gussow	Falha	Gussow	Falha	Gussow	Falha
T_S (anos)	5M	2M	5M	2M	5M	2M
T_{CPU} (hs:min)	70:58	51:22	66:54	38:36	77:43	26:56

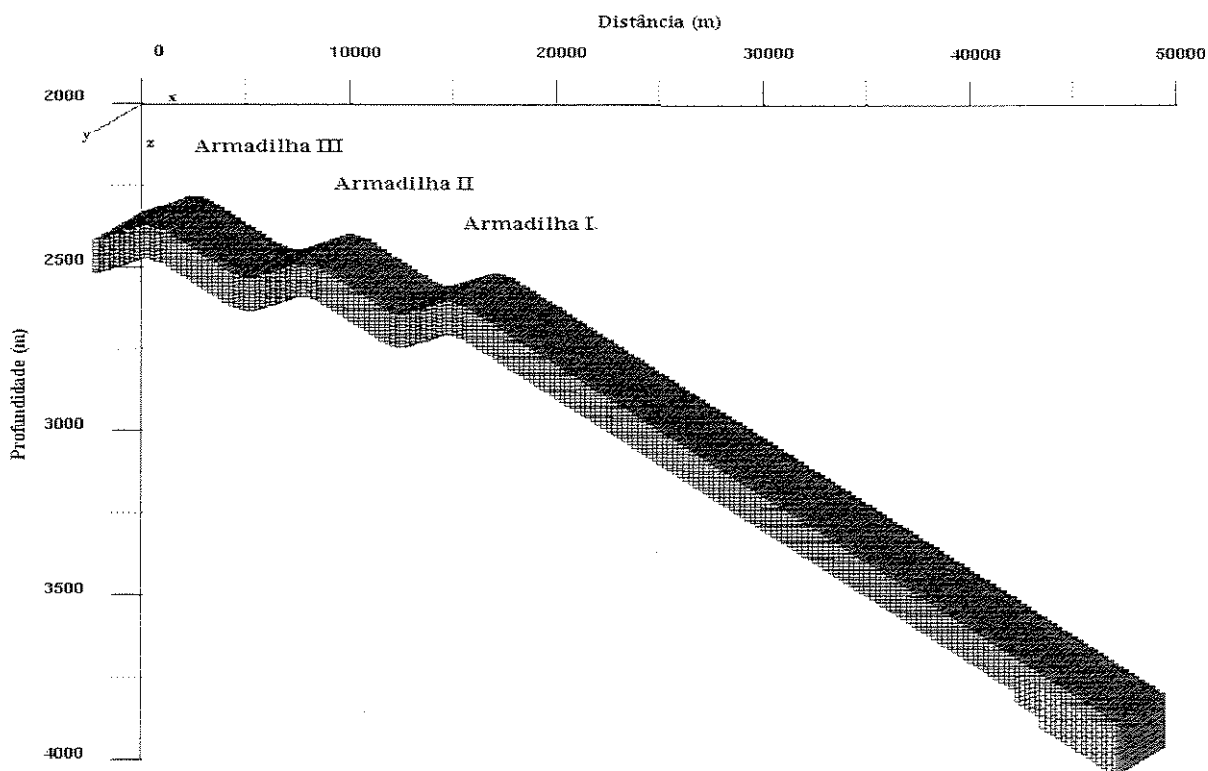


Figura 4.2- Malha de simulação utilizada no modelo de Gussow e localização das armadilhas.

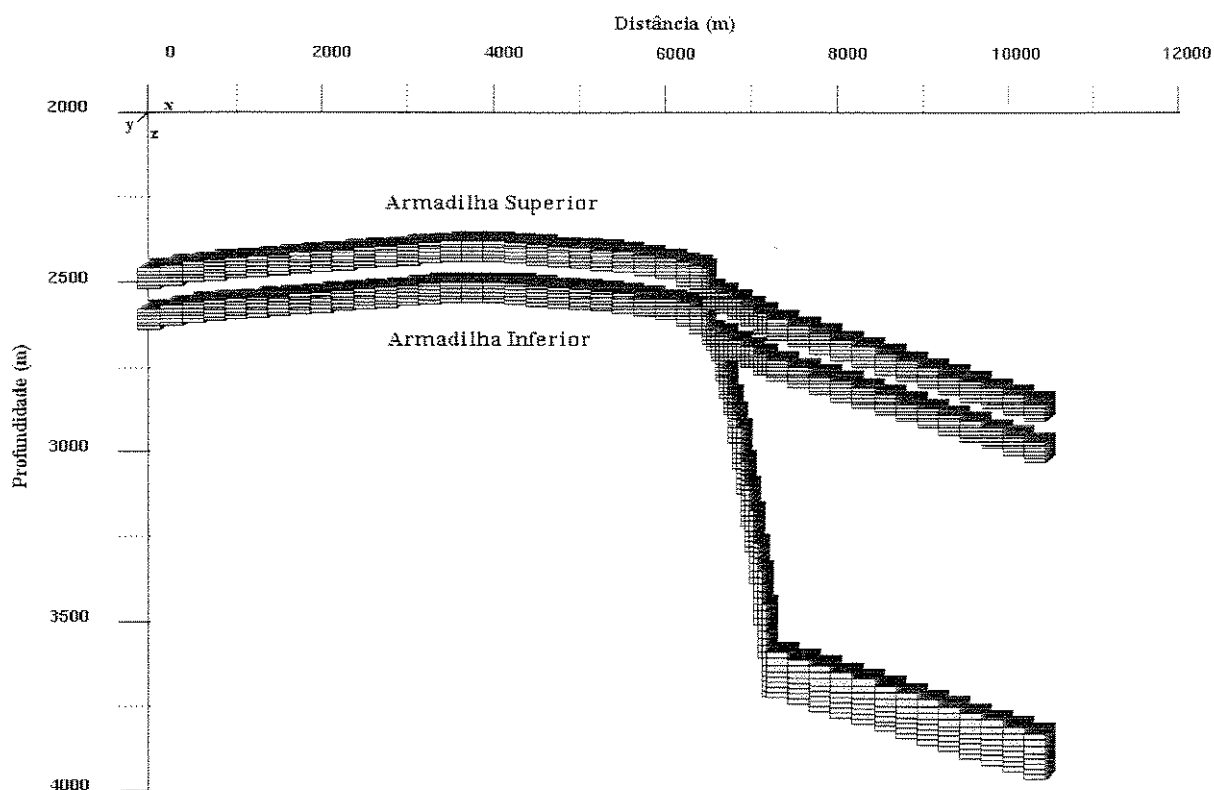


Figura 4.3- Malha de simulação utilizada no modelo com falha e localização das armadilhas.

4.2- Banco de Hidrocarbonetos na Região de Óleo

4.2.1- Modelo de Gussow

A **Figura 4.4-A** apresenta o modelo na sua condição inicial ($t = 0$ anos), a posição do topo do banco em relação ao envelope de fases do óleo e suas principais propriedades.

Em 180 anos a porção dianteira da frente de migração de óleo se encontra na região de duas fases (tonalidade verde ligeiramente diferente) e há a concentração de gás, que se desloca mais

rapidamente (**Figura 4.4-B**). Analisando-se os envelopes de fases e as propriedades das amostras observa-se que a composição do óleo na região de duas fases (amostra O2) ainda é bastante próxima da original (I), que por sua vez é idêntica à amostra O1. Nota-se um aumento do peso molecular, da viscosidade e da massa específica da fase óleo da mistura na direção I-O1-O2, ocasionado pela redução da pressão e conseqüente perda das frações leves para a fase gasosa.

Em 220 anos a frente de gás atinge a armadilha I (**Figura 4.5-A**). Ao comparar-se as amostras G2 e G1 (G2 x G1) observa-se que o gás, ao contrário do que ocorre com o óleo, apresenta um enriquecimento nas frações leves em detrimento das pesadas à medida que a frente avança, resultando em uma redução do peso molecular, da viscosidade e da massa específica.

Em 280 anos o óleo chega à armadilha I e tenta deslocar o gás previamente acumulado (**Figura 4.5-B**). O gás do topo fica cada vez menos pesado e viscoso devido ao aumento da concentração do pseudo-componente $\text{CO}_2\text{-C}_1$ (G3 x G2). A amostra O7 confirma a tendência de aumento do peso molecular, viscosidade e massa específica com o decréscimo da profundidade para a fase óleo da célula, cujo envelope de fases já permite visualizar uma composição global empobrecida nas frações leves em relação à original (I). Pode-se observar também que para uma mesma célula na região de fase única apenas a massa específica e a viscosidade variam ao longo do tempo, cujas reduções são causadas pelo decréscimo da pressão resultante da passagem do óleo (O5 x O3 x O1). Já na região de duas fases todas as propriedades variam segundo as tendências encontradas no deslocamento lateral (O6 x O4 x O2).

O contínuo acúmulo do óleo na armadilha I desloca parcialmente o gás, gerando um contato gás/óleo inclinado, até que é atingido o *spillpoint* e em 500 anos o gás chega à armadilha II (**Figura 4.6**, com detalhe bidimensional das armadilhas). Este gás (G5) é relativamente mais leve do que o da armadilha I (G4), cujos envelopes de fases indicam uma maior sensibilidade à variação da composição do que o óleo. Comparando-se as amostras de óleo O9 e O8 observa-se que a diferenciação obedece à tendência descrita anteriormente, a qual já é bem nítida nos envelopes de fases em relação ao óleo original (I).

O óleo na armadilha I não consegue deslocar todo o gás, que fica aprisionado no topo e flanco mergulho acima, ainda com contato inclinado. Em 700 anos o óleo já se encontra na armadilha II (**Figura 4.7**). As mesmas tendências constatadas para o óleo e gás são válidas (G7 x G6 e O12 x O11 x O10). Aqui também ao comparar-se as amostras de uma mesma célula ao longo do tempo (G7 x G5, G6 x G4 e O11 x O9), observa-se que as fases apresentam as mesmas tendências: o gás torna-se cada vez mais leve e o óleo com comportamento inverso, sugerindo que o equilíbrio vertical é buscado desde a chegada do hidrocarboneto à trapa.

Como a quantidade de gás existente na armadilha II não é suficiente para a migração para a armadilha III, a contínua chegada do óleo apenas o desloca, inclinando o contato. O *spillpoint* da armadilha II é atingido e, em 1.300 anos, o óleo chega à armadilha III, com uma composição bem distinta da original (**Figura 4.8**). Mais uma vez valem as observações acerca do comportamento das fases no espaço (G9 x G8 e O15 x O14 x O13) e tempo (G9 x G7, G8 x G6 e O13 x O11).

A migração para as armadilhas é cessada em 3.500 anos (**Figura 4.9**), quando os contatos gás/óleo das armadilhas I e II buscam a horizontalização. Na armadilha III, o acúmulo de óleo e a busca do equilíbrio às novas condições termodinâmicas fazem com que ocorra uma nova separação de fases, dando origem a uma capa de gás (G12), cuja fase gasosa segue a tendência das demais. Entretanto a composição global apresenta um enriquecimento em óleo ($S_o = 8,9\%$), que faz com que o envelope resultante apresente um comportamento inverso à tendência citada, aproximando-se mais das composições de óleo.

Com o objetivo de investigar as relações intra e inter-fases nas armadilhas após o preenchimento, a simulação foi estendida até 5 milhões de anos (**Figura 4.10**). Nesta etapa as variações são mais sutis e as interpretações podem ser influenciadas pelo grau de precisão das propriedades na saída do simulador. A análise pontual praticada até o momento permite observar que, excetuando-se a amostra de gás da armadilha II, existe uma leve redução da pressão nas células. No óleo da armadilha I (O19 x O16) não se percebe variações nas propriedades, enquanto que no gás (G13 x G10) as frações gasosa e oléica seguem a tendência geral de óleo mais pesado e gás mais leve. No gás da armadilha II há uma redução da massa específica do gás associada à individualização de 0,1% de óleo (G14 x G11), ao passo que no óleo (O20 x O17) o

comportamento é o mesmo da tendência geral. Na armadilha III o gás tem suas propriedades invariantes (G15 x G12) e o óleo sofre um aumento do peso molecular e massa específica (O21 x O18).

Ao compararmos os pesos moleculares (**Figura 4.10**) e composições (**Tabela 4.3**) das frações gasosa e oléica das amostras de cada armadilha em 5 milhões de anos podemos constatar que a diferenciação sofrida pelo óleo e gás durante a migração faz com que na armadilha mais rasa (III) se concentre o gás mais leve e o óleo mais pesado, enquanto que na mais profunda (I) ocorra o oposto. Na armadilha II encontram-se os hidrocarbonetos com características intermediárias.

Tabela 4.3- Modelo de Gussow com banco na região de óleo - composições finais das frações gasosa e oléica das amostras analisadas.

Amostra	Fluido	Composição					
		CO ₂ -C ₁	N ₂ -C ₂	C ₃ -C ₅	C ₆ -C ₁₀	C ₁₁ -C ₂₁	C ₂₂ +
G15	Gás	0,713	0,131	0,115	0,037	0,004	0
O21	Óleo	0,431	0,112	0,161	0,15	0,088	0,059
G14	Gás	0,702	0,131	0,119	0,043	0,005	0
O20	Óleo	0,443	0,112	0,158	0,145	0,085	0,057
G13	Gás	0,695	0,131	0,121	0,046	0,006	0
O19	Óleo	0,453	0,113	0,156	0,141	0,082	0,055

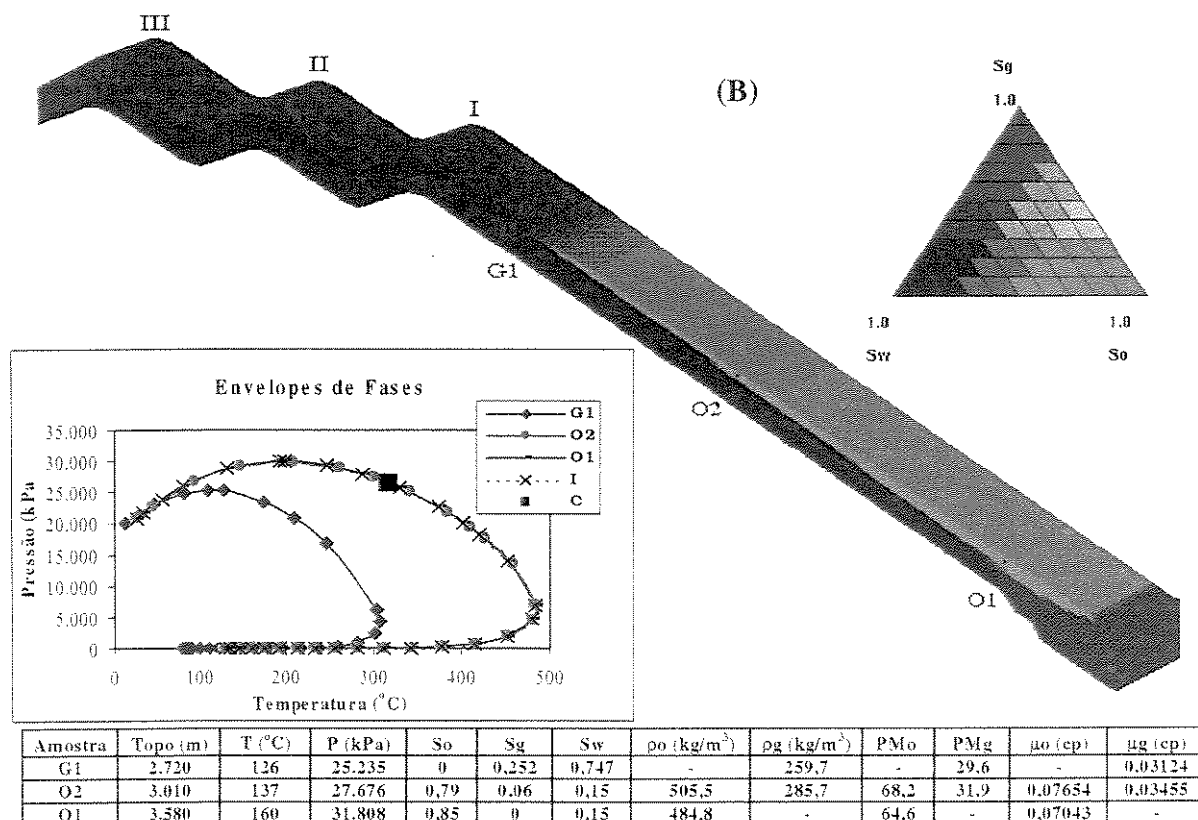
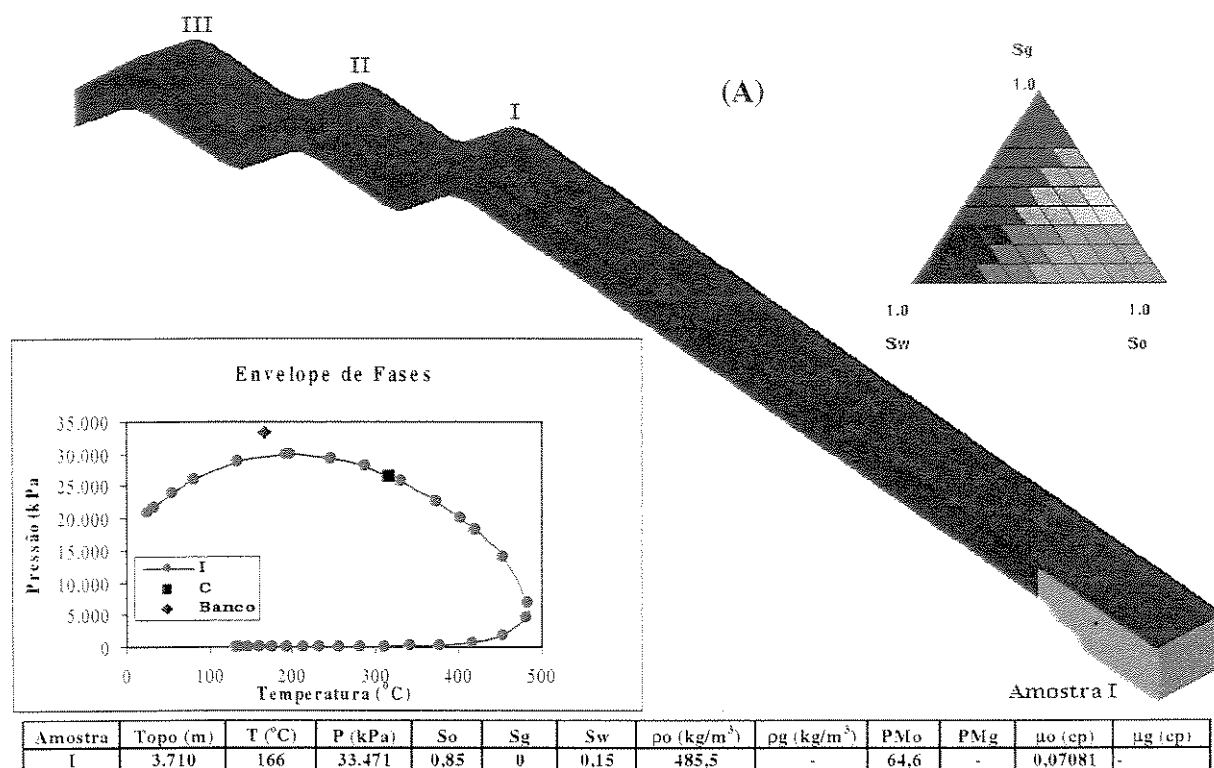


Figura 4.4- Modelo de Gussow com banco na região de óleo - perfis de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados na condição inicial (A) e em 180 anos (B).

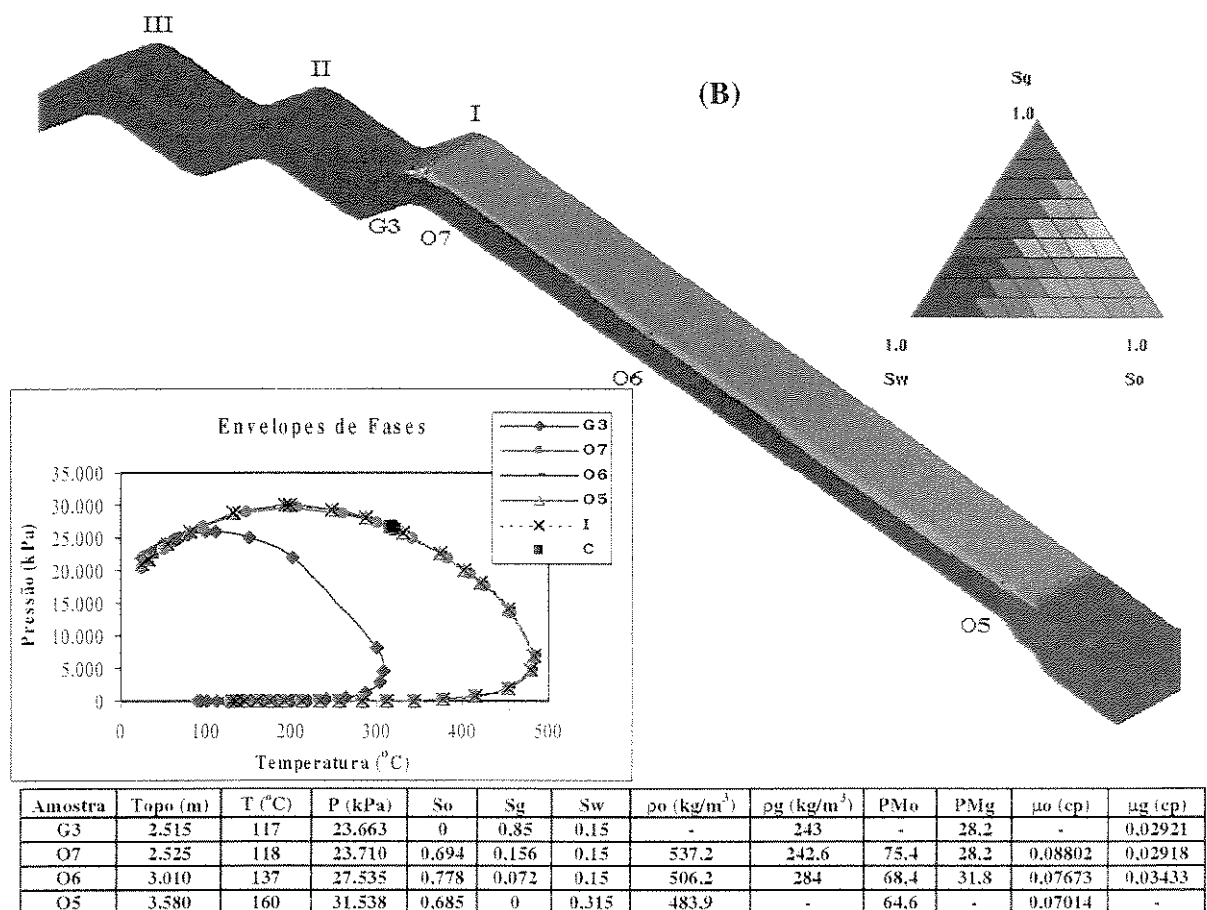
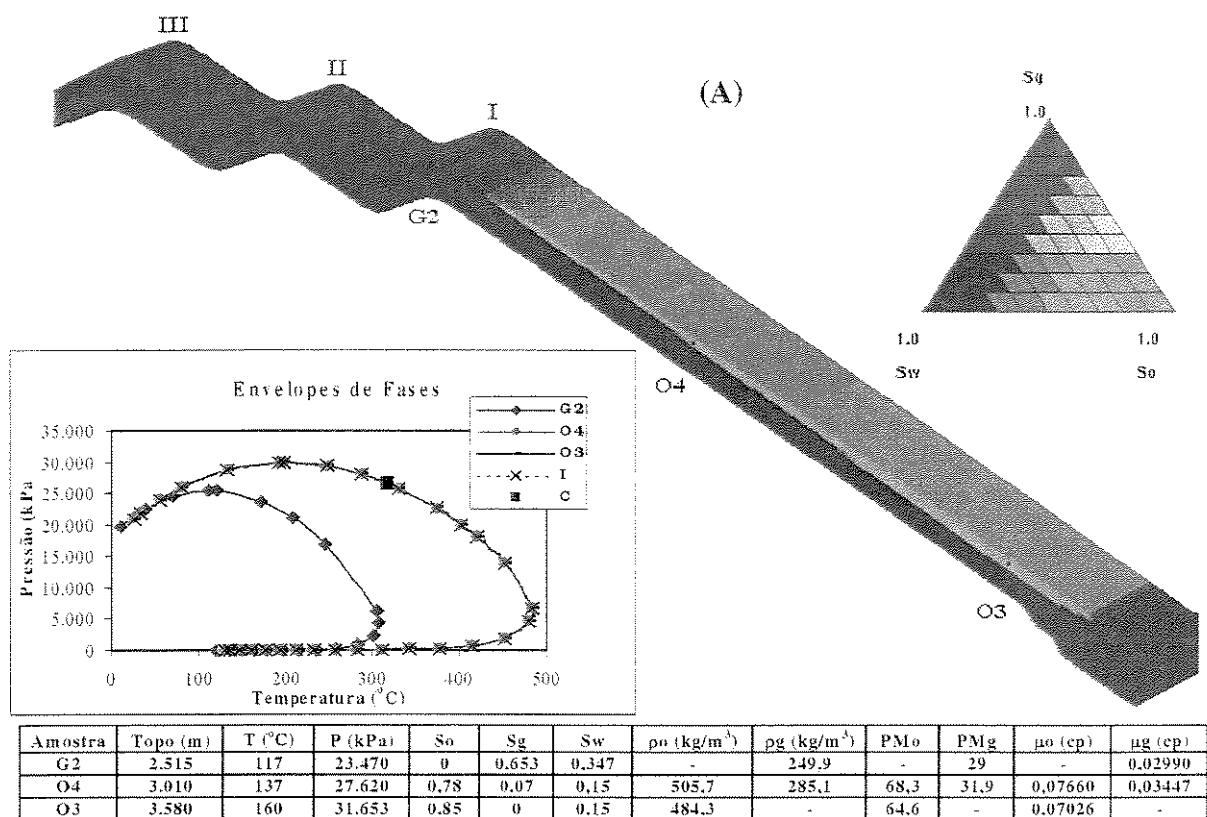
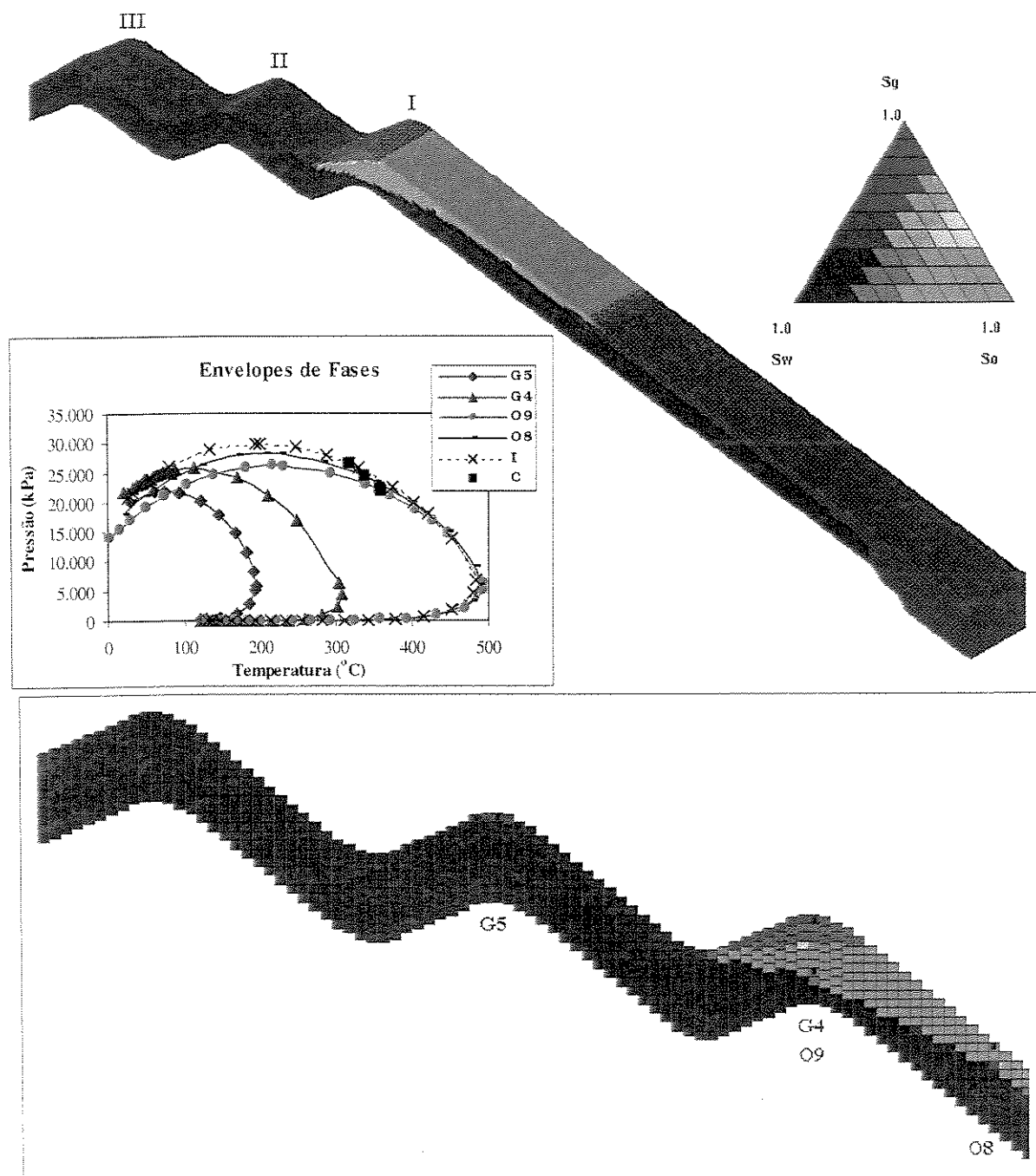
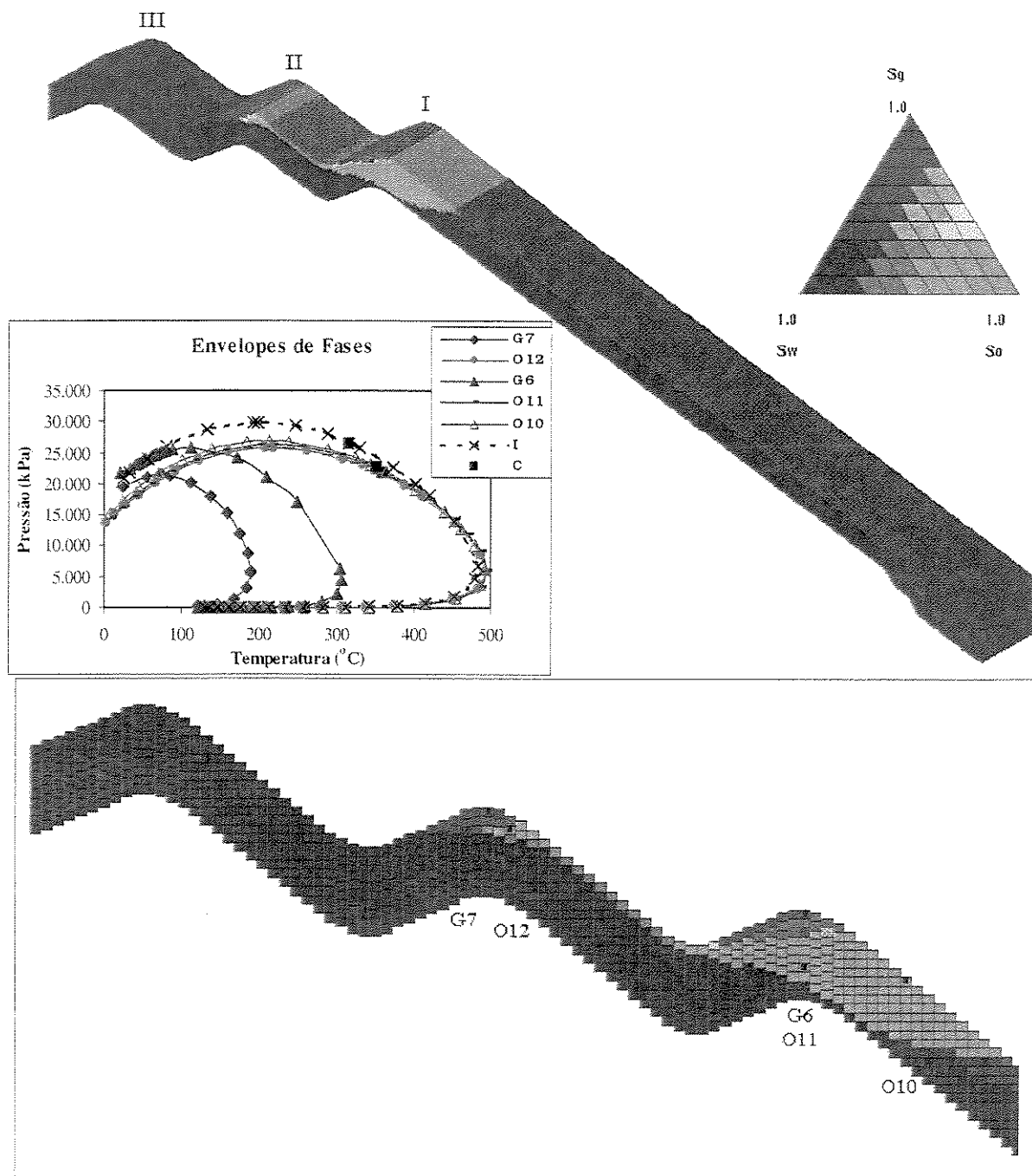


Figura 4.5- Perfis de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 220 e 280 anos (A e B, respectivamente).



Amostra	Topo (m)	T (°C)	P (kPa)	So	Sg	Sw	ρ_o (kg/m ³)	ρ_g (kg/m ³)	PMo	PMg	μ_o (cp)	μ_g (cp)
G5	2.400	113	22.508	0	0,704	0,296	-	239,3	-	28,2	-	0,02864
G4	2.515	117	23.784	0	0,85	0,15	-	245,2	-	28,4	-	0,02945
O9	2.575	120	24.014	0,85	0	0,15	535	-	75	-	0,08705	-
O8	2.660	123	24.548	0,772	0,078	0,15	530,7	250,6	74,2	29	0,08533	0,03017

Figura 4.6- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 500 anos.



Amostra	Topo (m)	T (°C)	P (kPa)	So	Sg	Sw	ρ_o (kg/m ³)	ρ_g (kg/m ³)	PMo	PMg	μ_o (cp)	μ_g (cp)
G7	2.400	113	22.445	0	0,85	0,15	-	232,4	-	27,6	-	0,02793
O12	2.420	114	22.515	0,82	0,03	0,15	543,8	230,4	77	27,5	0,09074	0,02775
G6	2.515	117	23.578	0,001	0,849	0,15	534	243,3	73,8	28,3	0,08692	0,02923
O11	2.575	120	23.832	0,841	0,009	0,15	536,5	242,8	75,7	28,3	0,08759	0,02923
O10	2.590	120	23.926	0,81	0,04	0,15	535,6	243,7	75,5	28,4	0,08724	0,02934

Figura 4.7- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 700 anos.

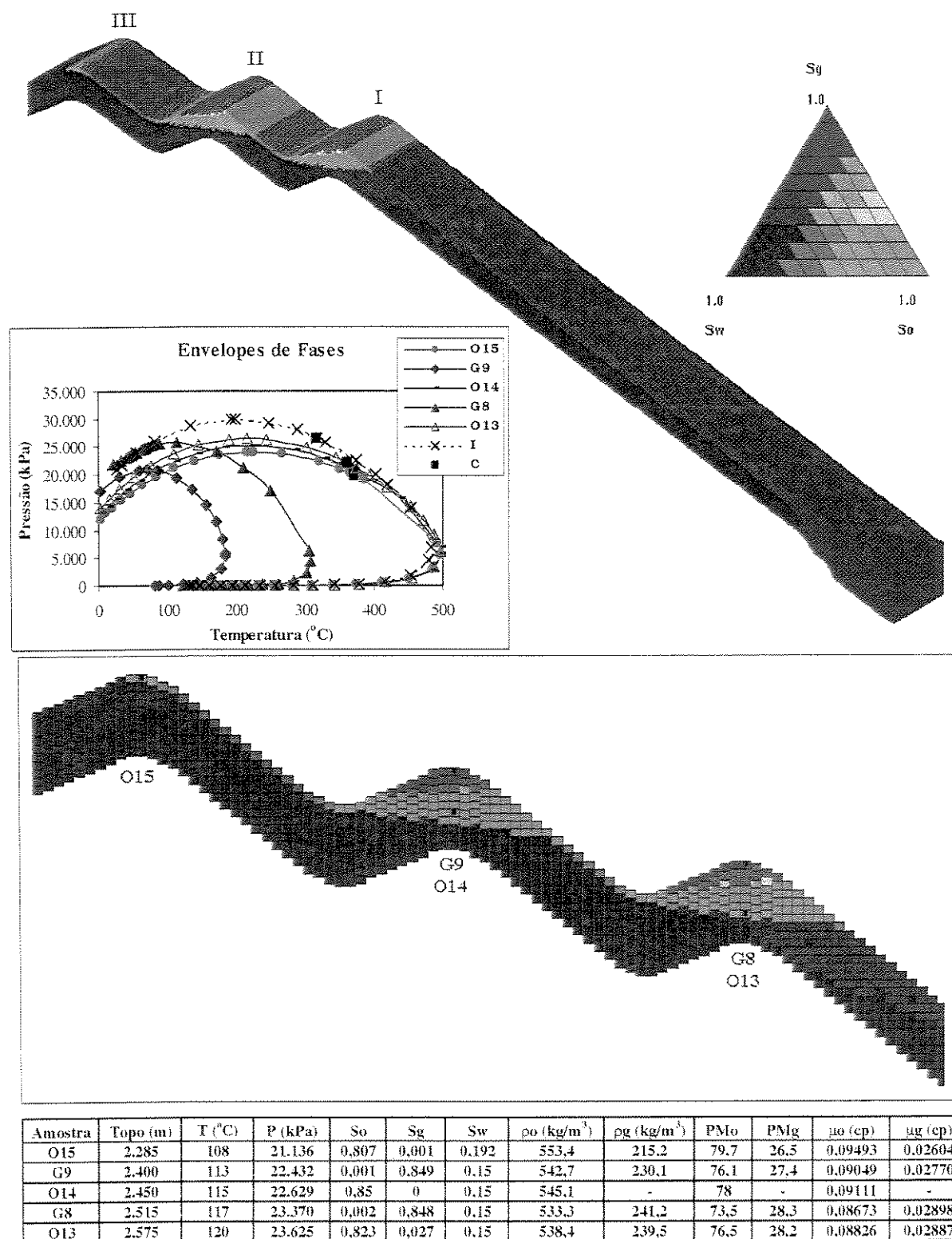


Figura 4.8- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 1.300 anos.

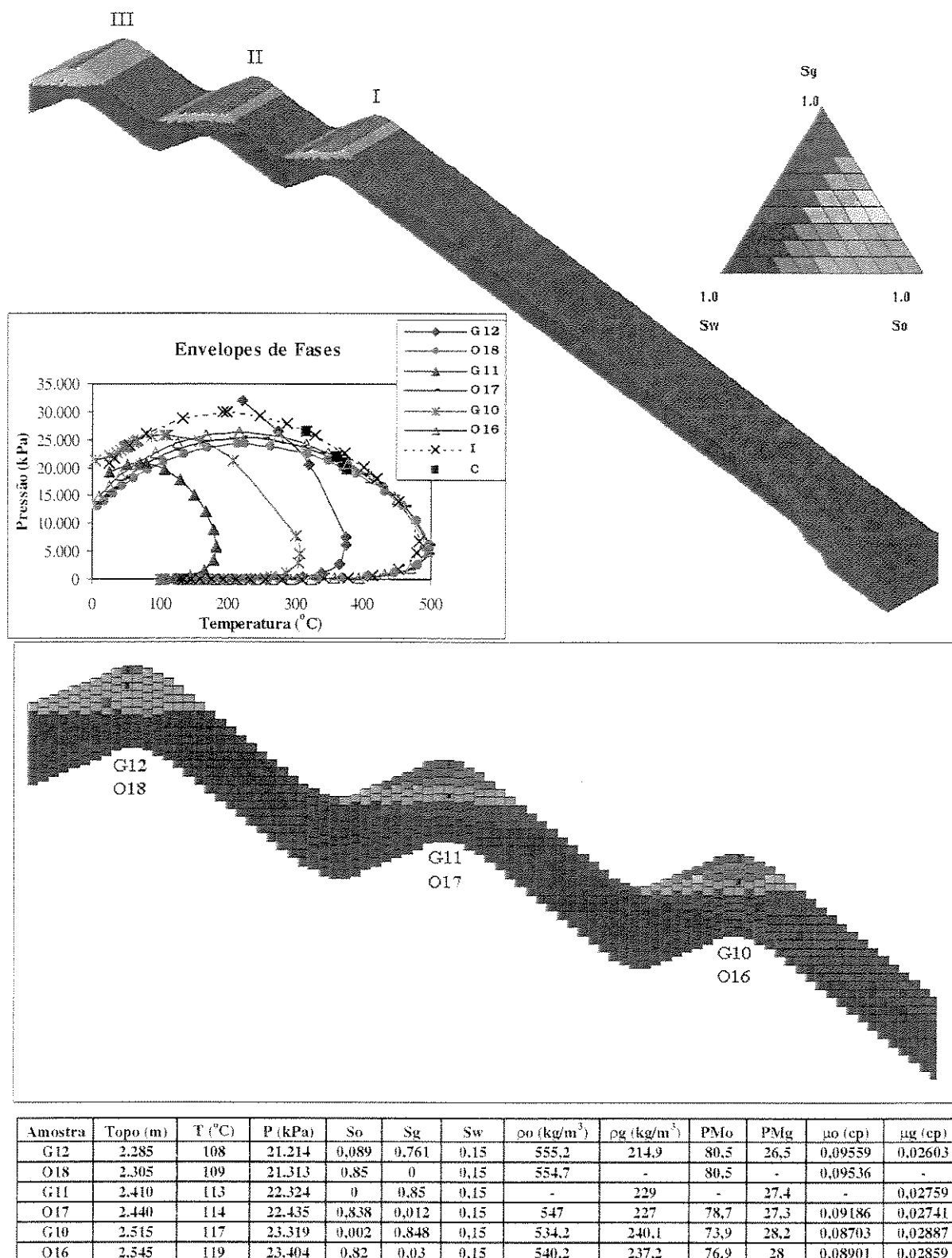
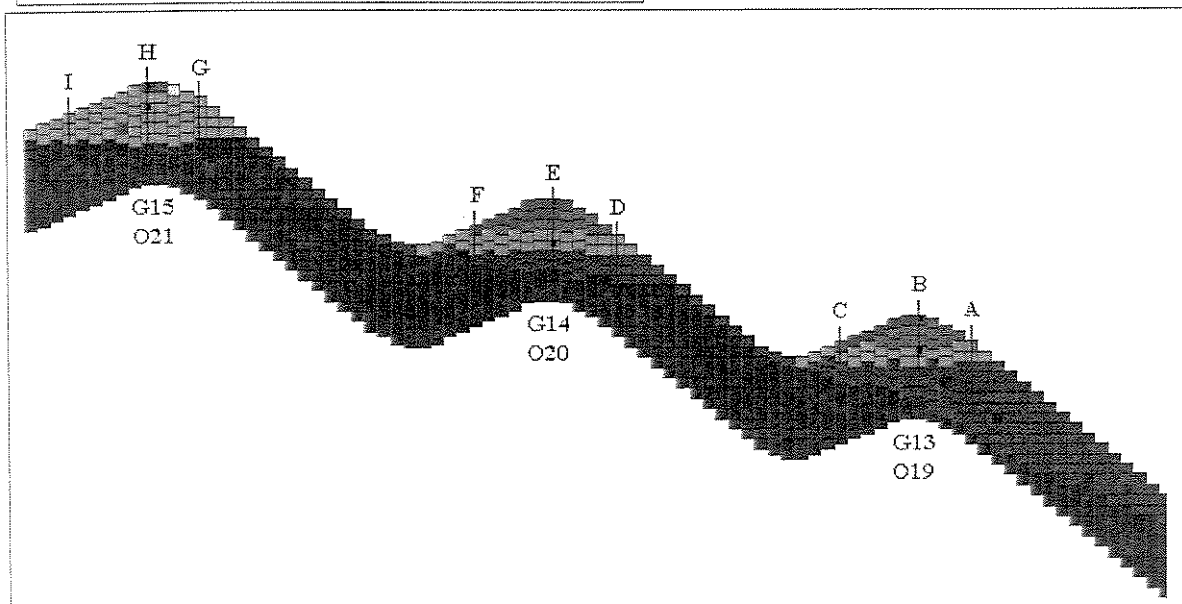
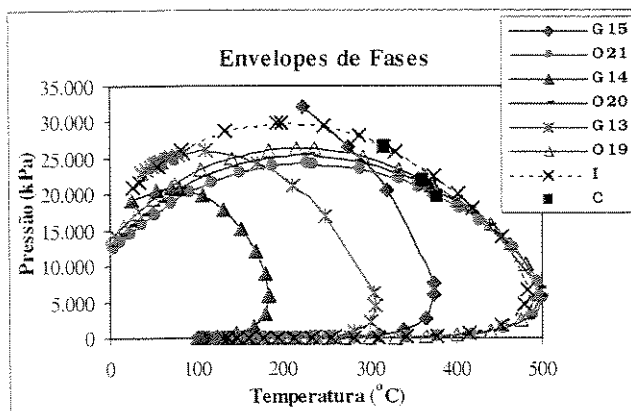
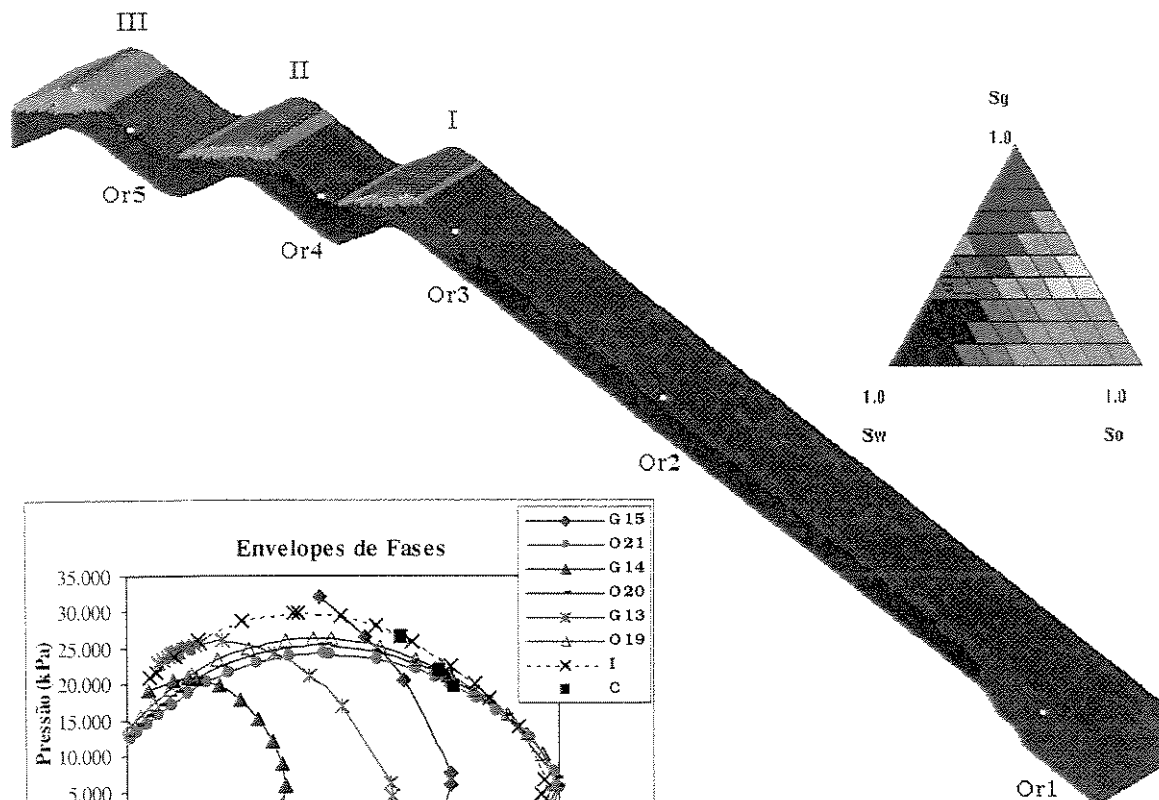


Figura 4.9- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 3.500 anos.



Amostra	Topo (m)	T (°C)	P (kPa)	So	Sg	Sw	ρ_o (kg/m ³)	ρ_g (kg/m ³)	PMo	PMg	μ_o (cp)	μ_g (cp)
G15	2.285	108	21.213	0,089	0,761	0,15	555,2	214,9	80,5	26,5	0,09559	0,02602
O21	2.305	109	21.312	0,85	0	0,15	554,9	-	80,6	-	0,09543	-
G14	2.400	112,7	22.302	0,001	0,849	0,15	542,8	228,9	76,2	27,4	0,09055	0,02756
O20	2.440	114	22.429	0,837	0,013	0,15	547,1	226,9	78,8	27,3	0,09188	0,02740
G13	2.515	117	23.317	0,003	0,847	0,15	537,3	238,8	75,2	28,1	0,08806	0,02874
O19	2.555	119	23.455	0,82	0,03	0,15	539,7	237,7	76,9	28	0,08901	0,02859

Figura 4.10- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 5 milhões de anos. A análise dos processos pós-preenchimento é feita nos perfis A a I.

Para a análise do equilíbrio lateral e vertical ao longo do tempo foram criados três perfis em profundidade para cada armadilha (perfis A a I da **Figura 4.10**), onde foi comparado o comportamento de cada propriedade logo após o término do preenchimento e ao final da simulação. Para a armadilha I foi selecionado o tempo inicial de 700 anos, que corresponde ao período em que a trapa já está preenchida e liberando óleo para a armadilha II. Nas **Figuras 4.11** a **4.13** foram plotadas, contra a profundidade, as principais propriedades calculadas para os perfis A, B e C desta armadilha (**Figura 4.10**). Da **Figura 4.11** pode se observar que a pequena diferença entre o gradiente de pressão do perfil C em 700 anos é corrigida ao longo do tempo, enquanto as saturações tendem a ter uma distribuição lateral homogênea desde o preenchimento. No perfil de saturação de óleo fica bem evidente a formação de uma região de óleo residual na base da coluna em 1 milhão de anos, decorrente da migração para a armadilha II, ao passo que no de saturação de gás pode ser observada a horizontalização do contato gás/óleo. A análise dos gráficos apresentados nas **Figuras 4.12** e **4.13** leva às seguintes considerações:

- 1- O pseudo-componente $\text{CO}_2\text{-C}_1$ da fase óleo apresenta quantidades mínimas na região do contato gás/óleo e crescentes à medida que se afasta deste (**Figura 4.12**). As diferenças entre os perfis em 700 anos são explicadas pela inclinação do contato;
- 2- As baixas concentrações e o grau de precisão inadequado da saída do simulador para a análise do pseudo-componente C_{22+} do óleo permitem apenas identificar a presença do gás no topo e a sugestão de um comportamento inverso ao do pseudo-componente $\text{CO}_2\text{-C}_1$ (**Figura 4.12**);
- 3- Os pesos moleculares do óleo e gás (**Figura 4.12**) apresentam distribuições semelhantes e inversas, ou seja: o óleo com valores máximos na região do contato e decrescentes à medida que se afasta e para o gás o oposto, a exemplo do pseudo-componente $\text{CO}_2\text{-C}_1$;
- 4- As massas específicas e viscosidades, diretamente relacionadas ao peso molecular, apresentam as mesmas tendências descritas anteriormente (**Figura 4.13**).

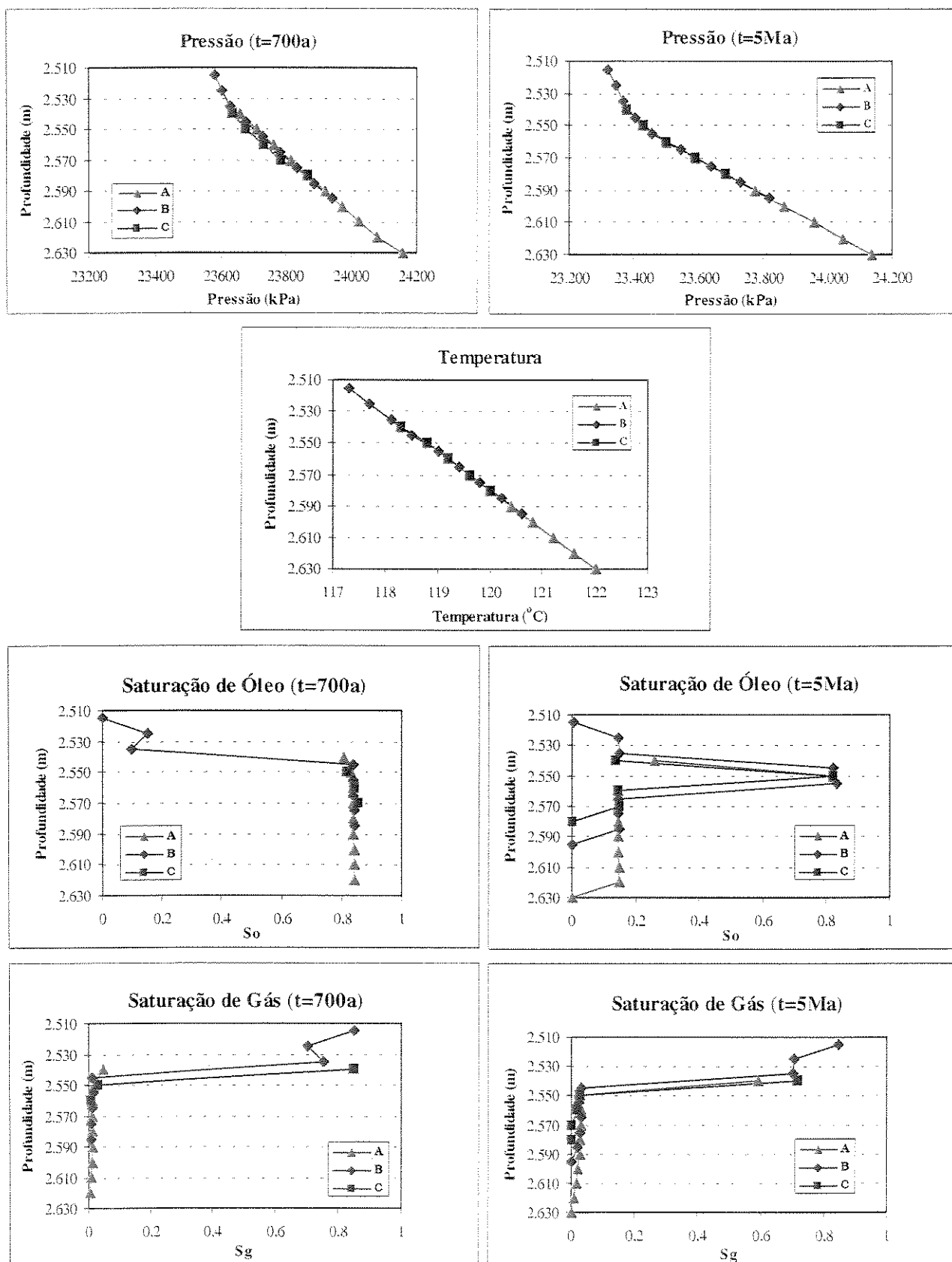


Figura 4.11- Armadilha I - comportamento da pressão, temperatura e saturações das fases nos perfis A a C após o preenchimento (700 anos) e ao término da simulação (5 milhões de anos).

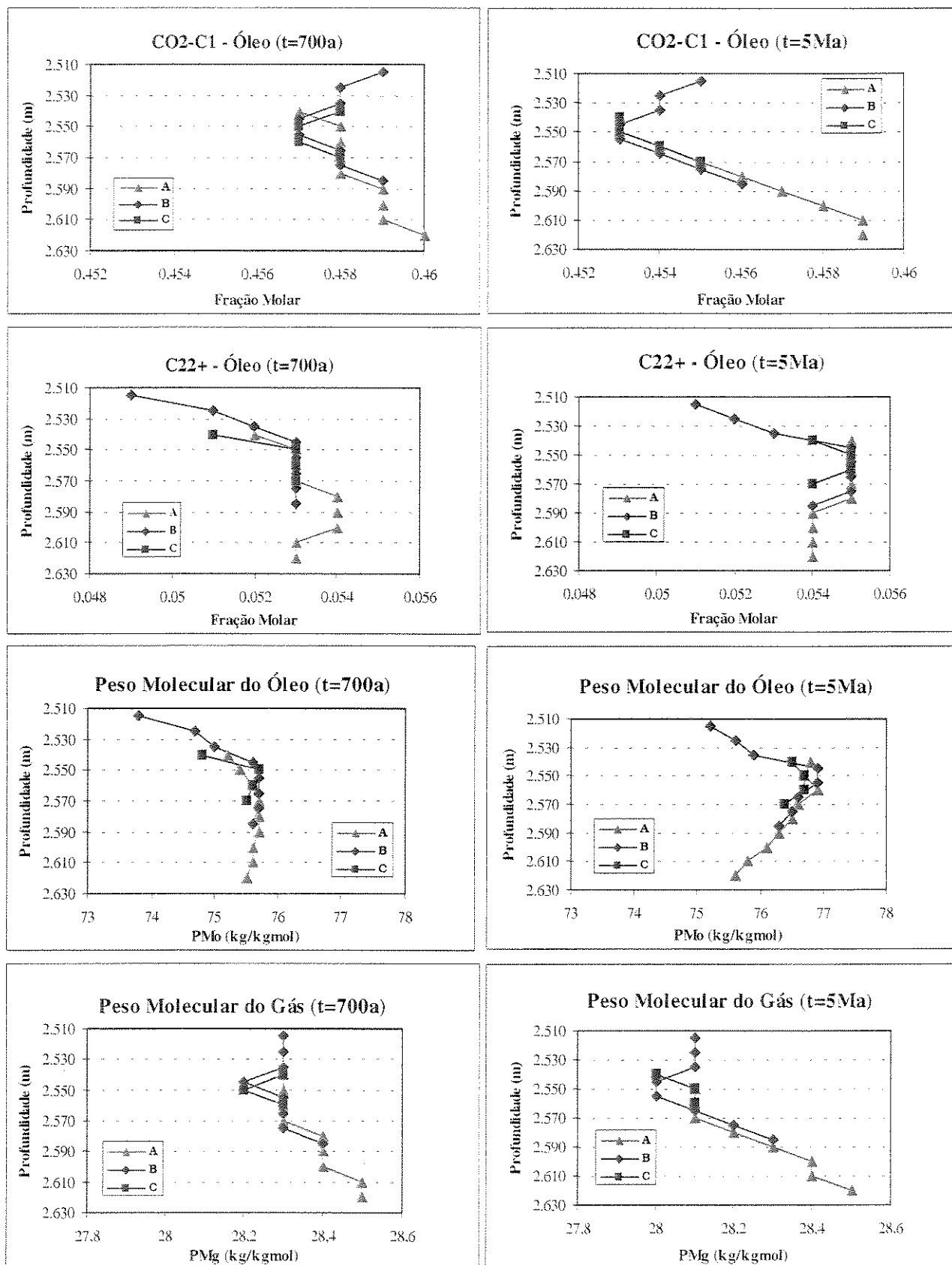


Figura 4.12- Armadilha I - comportamento das frações molares dos pseudo-componentes CO₂-C₁ e C₂₂₊ e dos pesos moleculares das fases nos perfis A a C após o preenchimento (700 anos) e ao término da simulação (5 milhões de anos).

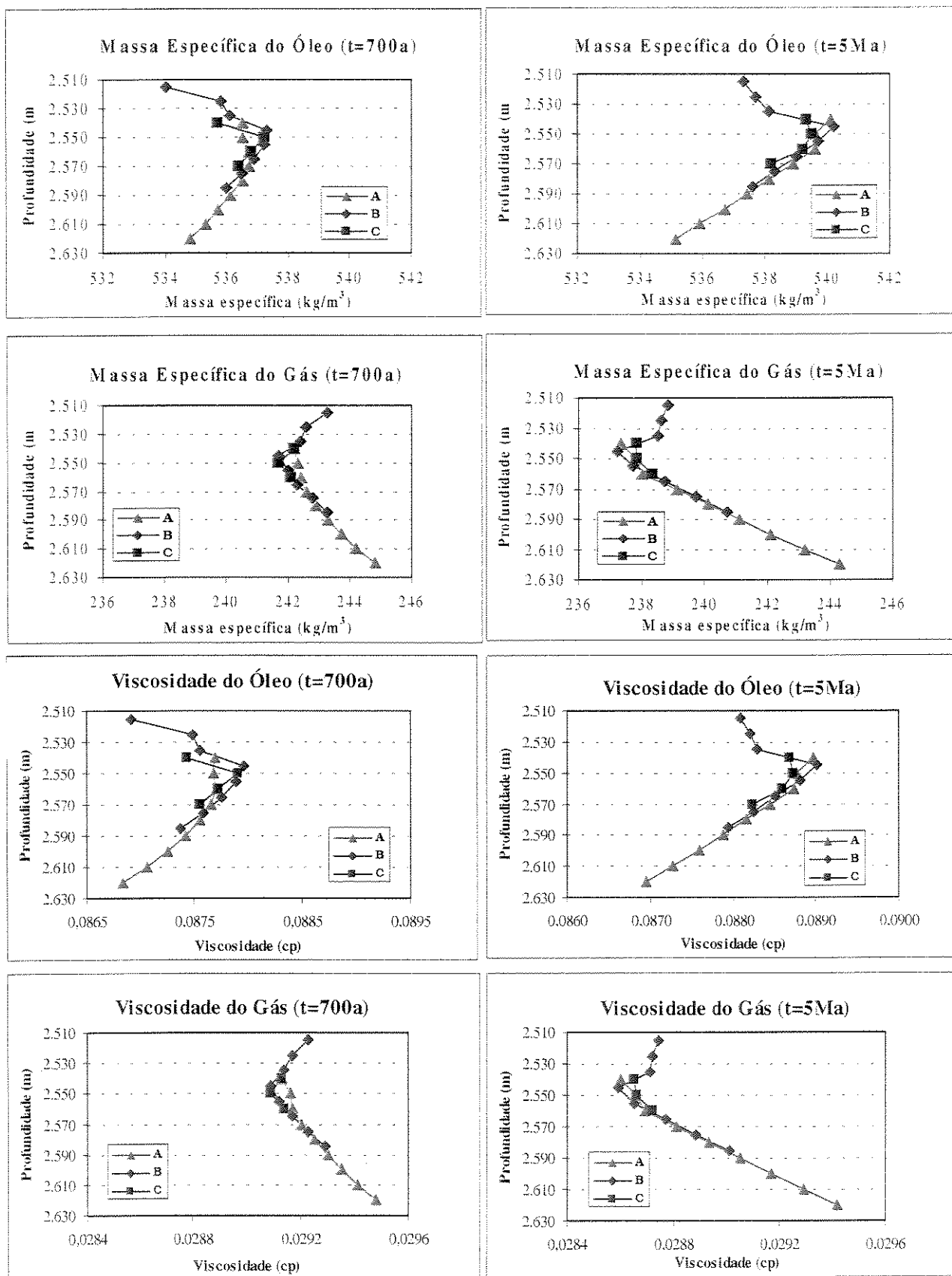


Figura 4.13- Armadilha I - comportamento das massas específicas e viscosidades das fases nos perfis A a C após o preenchimento (700 anos) e ao término da simulação (5 milhões de anos).

O comportamento destas propriedades, contrário ao esperado e encontrado na natureza, pode ser compreendido se considerarmos os seguintes aspectos:

- 1- No simulador de escoamento as trocas de componentes entre as células se dão exclusivamente pela diferença de potencial (convecção), que é controlada principalmente pela pressão;
- 2- Estas trocas são mais efetivas entre diferentes fases do que em uma mesma fase. Consequentemente a região do contato gás/óleo é onde a fase óleo libera maior quantidade de componentes leves para a fase gás, aumentando assim o seu peso molecular, massa específica e viscosidade relativos. O inverso se dá para a fase gasosa;
- 3- O modelo composicional empregado no simulador utilizado não considera o efeito da difusão molecular, que permite a troca de componentes através do diferencial de potencial químico, entre fases e em uma mesma fase, e tem influência direta na segregação gravitacional dos componentes;
- 4- A armadilha I é a primeira a ser preenchida e o óleo da base é o que migra para a armadilha II. Desta forma, os gradientes observados na região do óleo residual sofrem também a influência destas “perdas” laterais.

Com o objetivo de melhor entender os resultados calculados pelo simulador, é feito o detalhamento do comportamento das propriedades do óleo no perfil B ao longo do tempo e com um maior número de amostragens. Os gráficos resultantes encontram-se na **Figura 4.14** e mostram que em 400 anos a distribuição dos componentes é homogênea, apenas com um decréscimo do pseudo-componente C_{22+} no gás do topo. Os perfis de massa específica e viscosidade já mostram gradientes inversos suaves, sugerindo que a interação entre as fases se dá desde a chegada dos hidrocarbonetos à trapa. Em 500 anos há a chegada de mais óleo à base da coluna que, pela distância do contato gás/óleo libera menos componentes leves, acentuando estes gradientes e tornando-os perceptíveis em todos os gráficos. Em 700 anos a célula da base atinge a

saturação máxima de óleo. Esta interação contínua, associada à perda de óleo para a armadilha II ao longo do tempo, faz com que a mistura se torne progressivamente mais pobre em $\text{CO}_2\text{-C}_1$, rica em C_{22+} e com maior peso molecular, massa específica e viscosidade, mas mantendo o gradiente. Em 3.500 anos não há mais migração e fica caracterizada uma região de óleo residual, que pela ausência de interação com a fase óleo acentua os gradientes observados, os quais se mantêm até 5 milhões de anos.

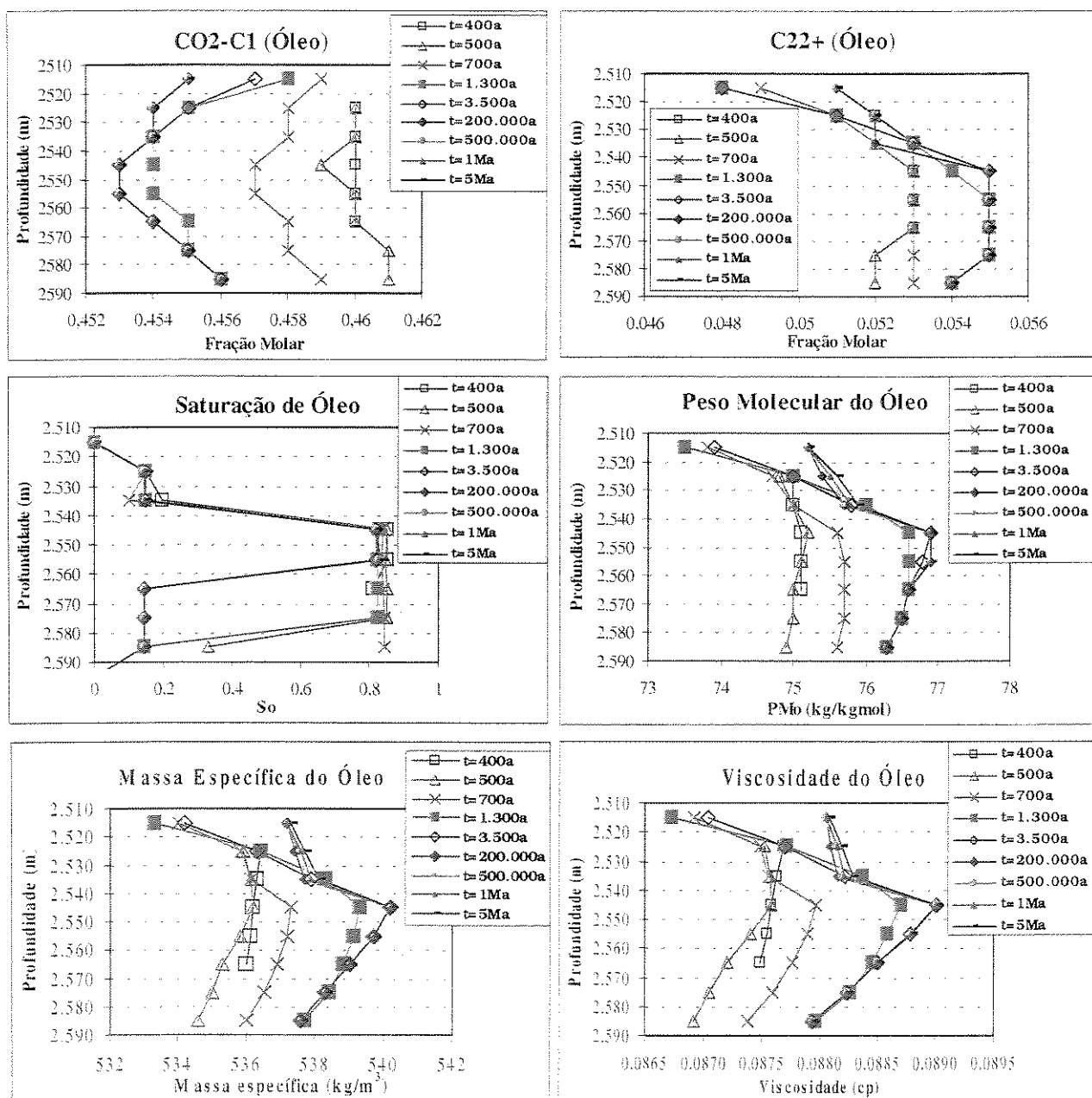


Figura 4.14- Armadilha I - detalhamento do comportamento das propriedades do óleo no perfil B ao longo do tempo.

Para a análise dos processos pós-preenchimento da armadilha II foi selecionado o tempo inicial de 1.300 anos, que corresponde ao período em que há maior acúmulo de hidrocarbonetos e já ocorre a migração de óleo para a armadilha III. Foram selecionados os perfis D, E e F (**Figura 4.10**), cujas principais propriedades encontram-se plotadas em gráficos contra a profundidade nas **Figuras 4.15 a 4.17**. Observa-se tendências bastante semelhantes às encontradas na armadilha I, tais como a correção dos gradientes de pressão com o tempo, a presença da região de óleo residual em 5 milhões de anos e as disparidades laterais entre os perfis de saturação associadas à inclinação do contato gás/óleo e à liberação de óleo para a armadilha III (**Figura 4.15**). Os mesmos gradientes inversos são encontrados nas concentrações dos pseudo-componentes CO_2 - C_1 e C_{22+} da fase óleo, assim como nos pesos moleculares, massas específicas e viscosidades das fases oleica e gasosa (**Figuras 4.16 e 4.17**). Nota-se ainda que o perfil F na zona de gás apresenta propriedades com valores acentuados e decrescentes com o tempo em relação ao perfil E, sugerindo que o equilíbrio lateral ainda não foi atingido. Nesta armadilha valem as mesmas considerações feitas para a armadilha I, que justificam a inversão das propriedades com a profundidade.

Na armadilha III foram plotados os perfis G, H e I (**Figura 4.10**) contra a profundidade, no tempo inicial de 3.500 anos, quando é cessada a migração. Tendo em vista que esta armadilha corresponde ao ponto final da migração, os processos aqui são relativamente mais simples, já que não existe a zona de passagem de óleo que dá origem à região de óleo residual e a capa de gás, formada na acumulação, é reduzida e com composição mais próxima à do óleo. Por outro lado, as variações nas propriedades são mais sutis, cujas análises são algumas vezes limitadas pelo grau de precisão da saída do simulador, como é o caso dos pesos moleculares e das concentrações dos pseudo-componentes CO_2 - C_1 e C_{22+} (**Figuras 4.18 e 4.19**). De qualquer forma, pode-se observar que o gradiente de pressão logo após o preenchimento já se encontra estabilizado e as variações laterais encontradas nos perfis de massa específica e viscosidade em 3.500 anos são corrigidas em 5 milhões de anos. O gradiente inverso para estas propriedades, discutido nas armadilhas anteriores, também é encontrado, mas com menor intensidade e com uma inflexão bem suave no contato gás/óleo.

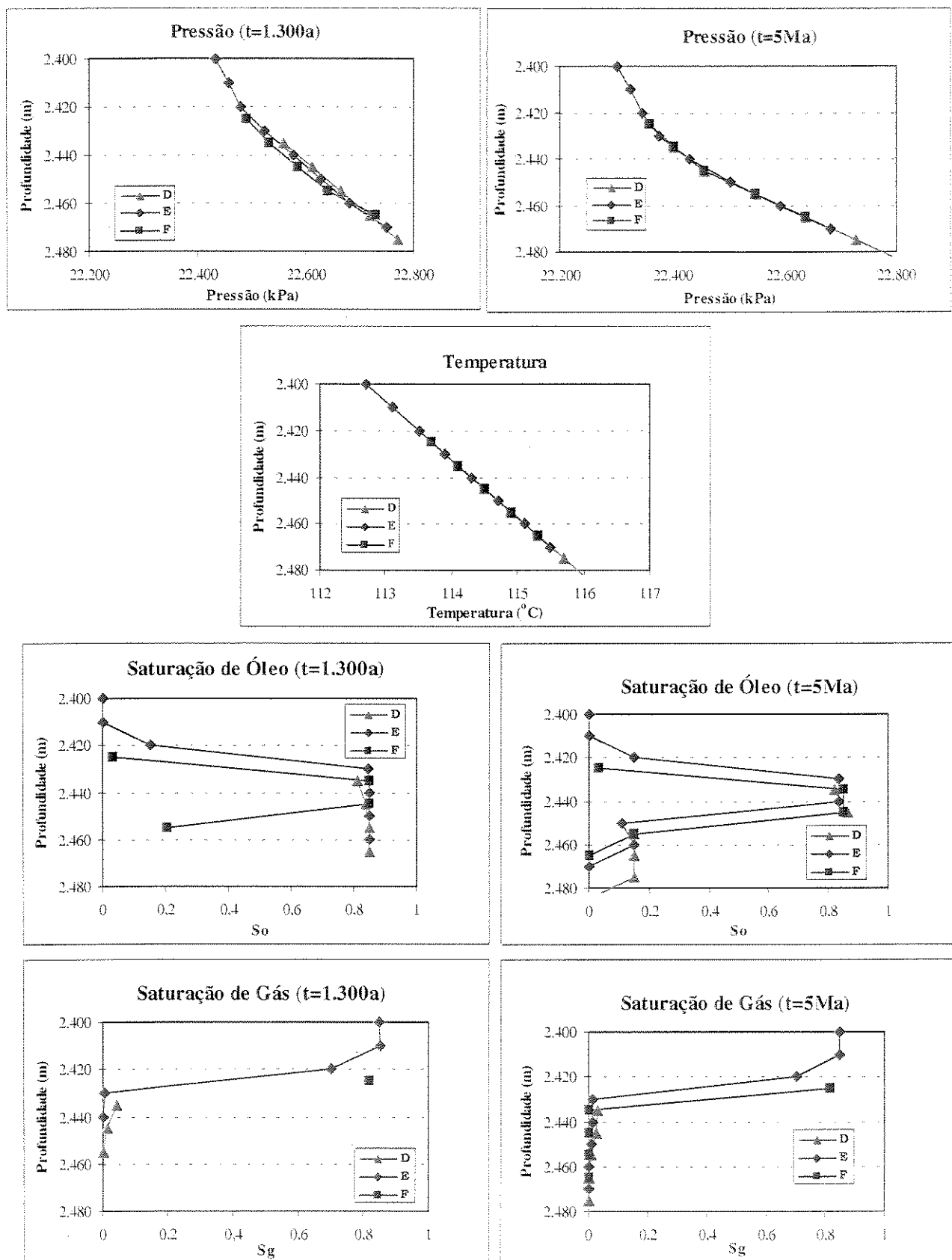


Figura 4.15- Armadilha II – comportamento da pressão, temperatura e saturações das fases nos perfis D a F após o preenchimento (1.300 anos) e ao término da simulação (5 milhões de anos).

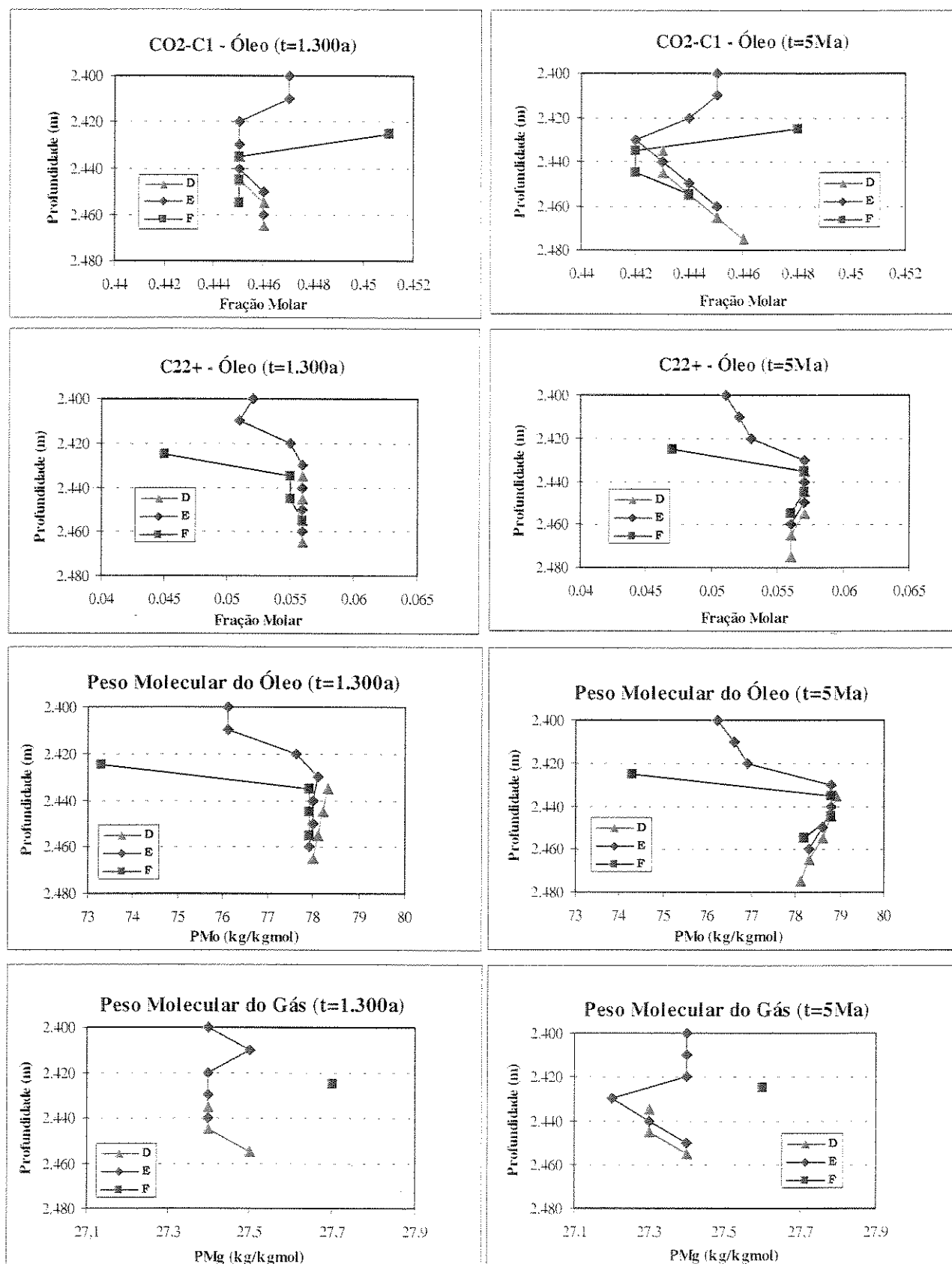


Figura 4.16- Armadilha II - comportamento das frações molares dos pseudo-componentes CO₂-C₁ e C₂₂+ e dos pesos moleculares das fases nos perfis D a F após o preenchimento (1.300 anos) e ao término da simulação (5 milhões de anos).

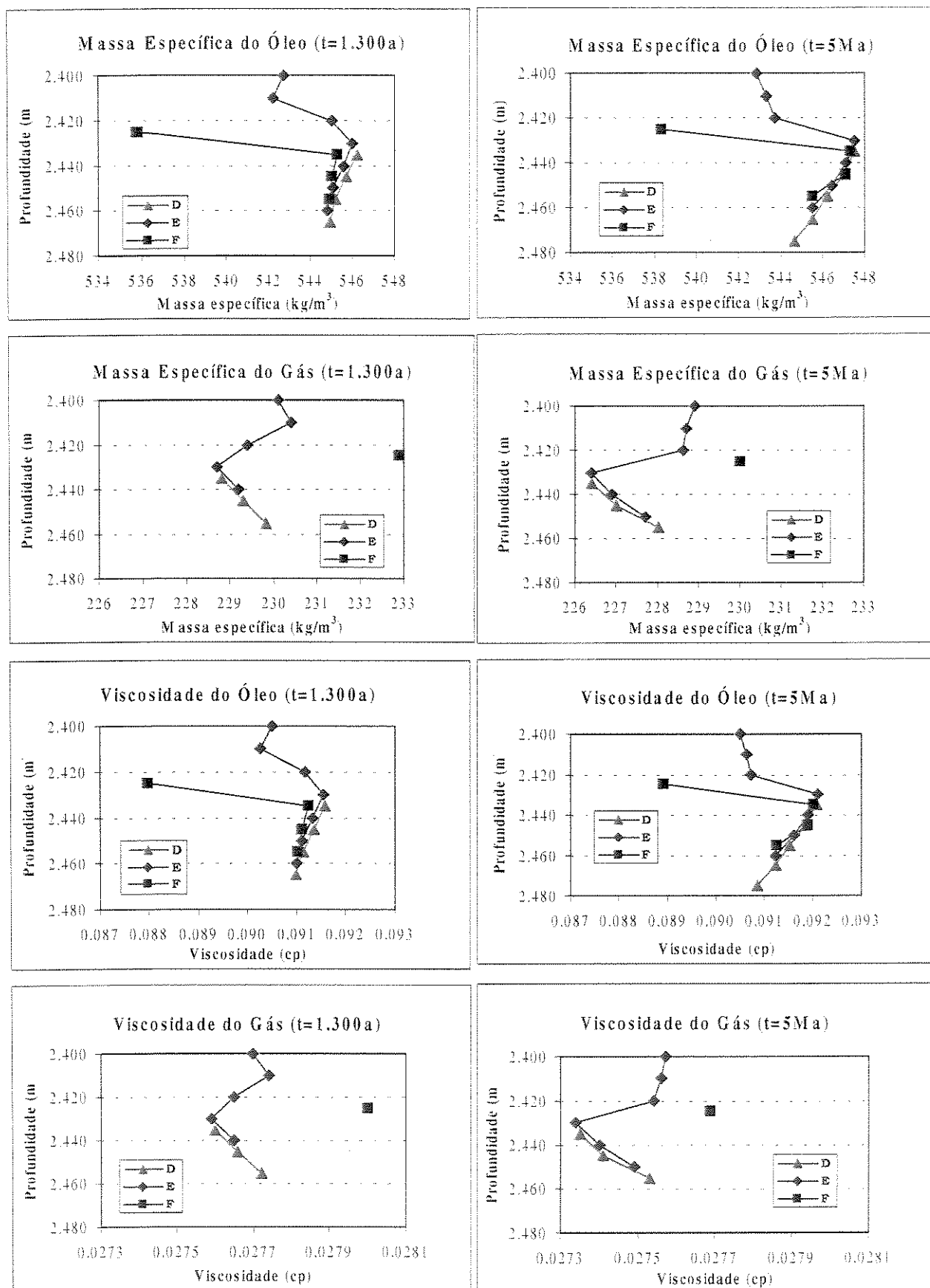


Figura 4.17- Armadilha II - comportamento das massas específicas e viscosidades das fases nos perfis D a F após o preenchimento (1.300 anos) e ao término da simulação (5 milhões de anos).

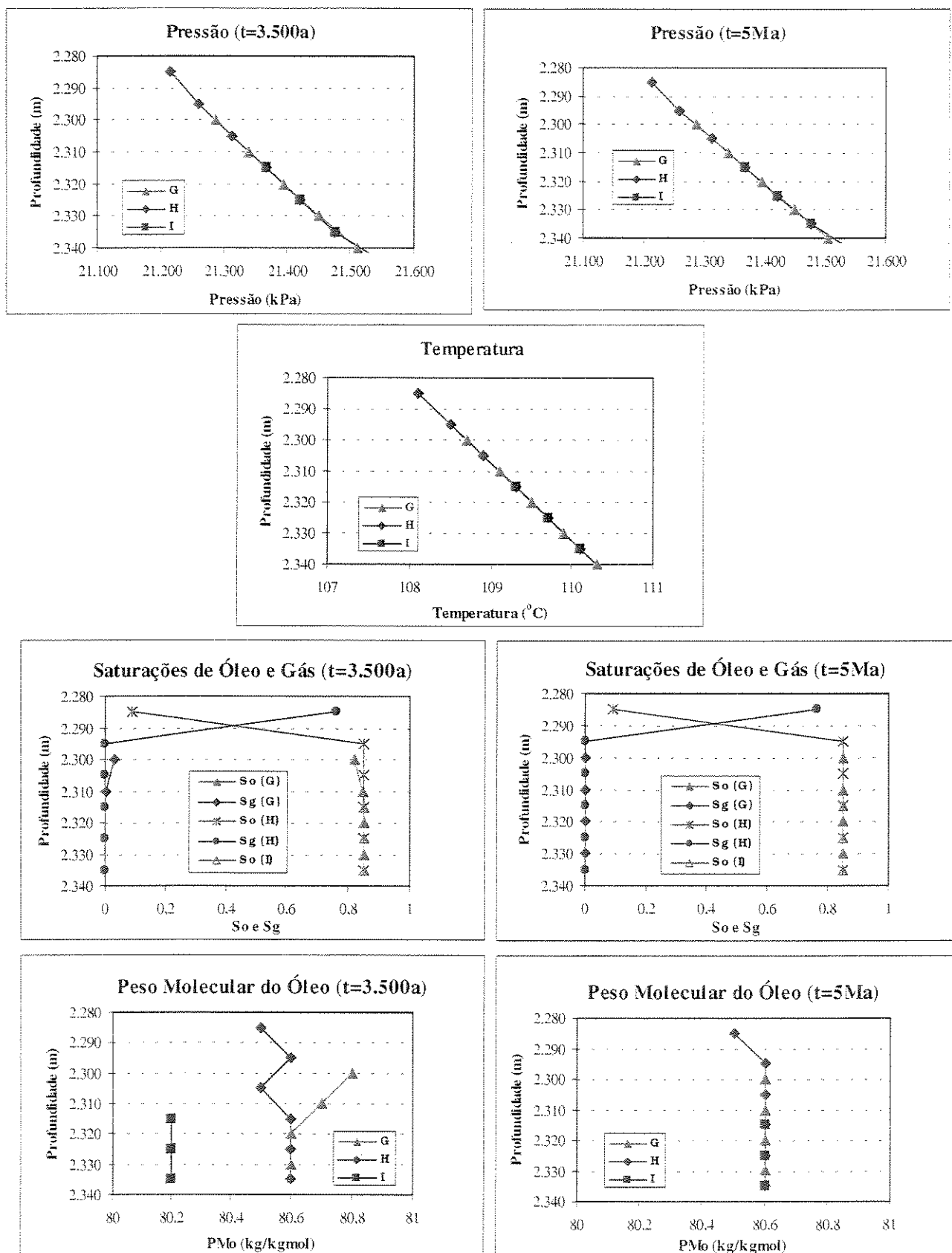


Figura 4.18- Armadilha III - comportamento da pressão, temperatura, saturações e pesos moleculares nos perfis G e I após o preenchimento (3.500 anos) e ao término da simulação (5 milhões de anos).

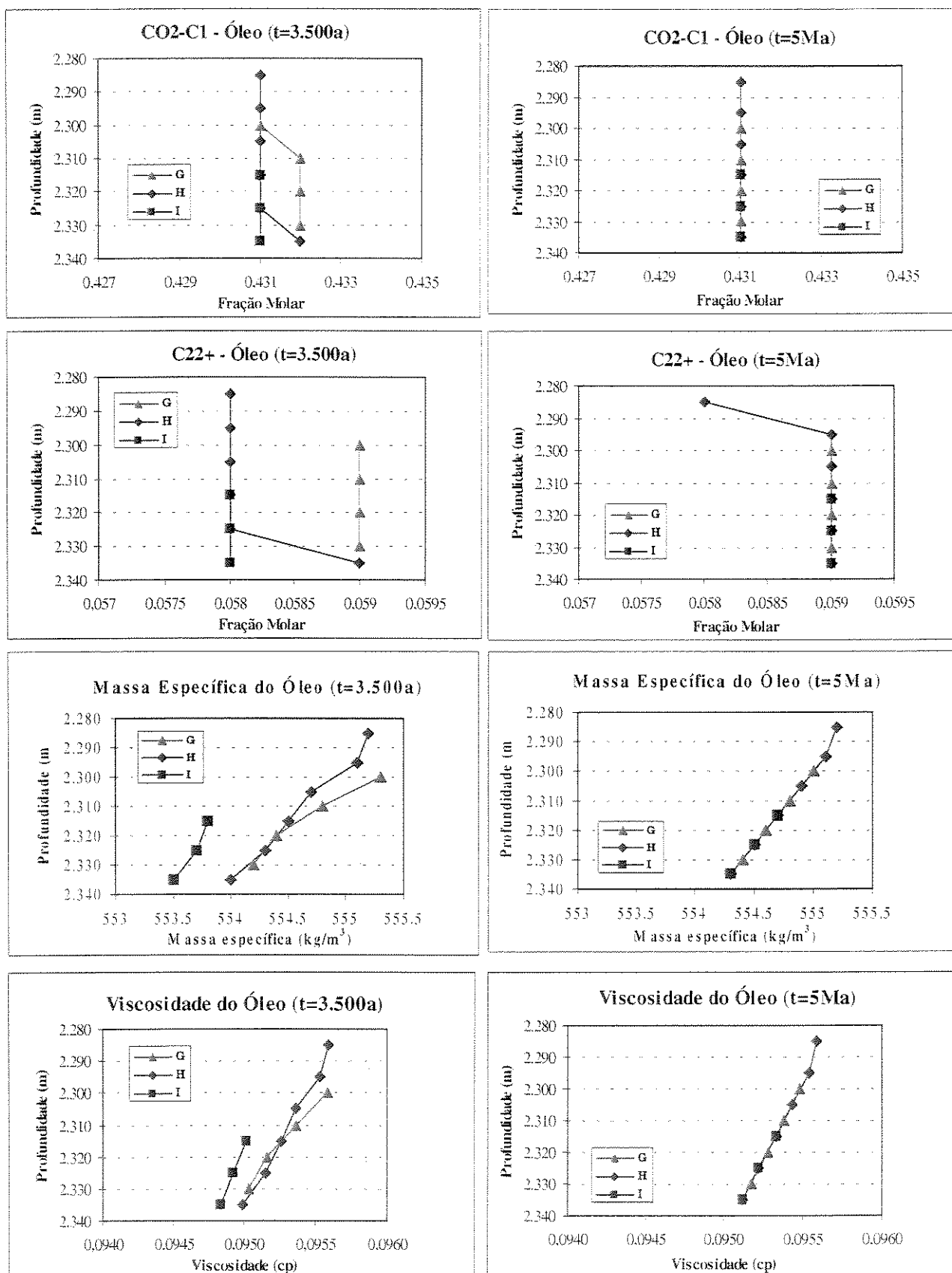


Figura 4.19- Armadilha III - comportamento das frações molares dos pseudo-componentes CO₂-C₁ e C₂₂+, das massas específicas e viscosidades do óleo nos perfis G a I após o preenchimento (3.500 anos) e ao término da simulação (5 milhões de anos).

Para este caso, são também investigadas as características de algumas amostras do óleo residual retido ao longo da rota de migração, denominadas por Or1 a Or5 (**Figura 4.10**). Os envelopes de fases gerados (**Figura 4.20**) mostram composições globais bem próximas à original (amostra I da **Figura 4.4**), que é reproduzida pela amostra Or1. A partir da amostra Or2, coletada na pretérita região de separação de fases, o que explica seu envelope acima da Or1, todas as amostras tem saturações residuais de gás e óleo de 3 e 15%, respectivamente. Os pesos moleculares do óleo são progressivamente crescentes em direção à amostra Or5, enquanto os pesos moleculares da fração gasosa tem comportamento oposto. Ao se comparar estas propriedades com as equivalentes dos óleos amostrados durante ou após a migração observa-se que existe uma gradação perfeita, na sequência das amostras Or1 - O6 - Or2 - Or3 - O19 - Or4 - O20 - Or5 - O21. A localização das amostras de óleo encontra-se nas **Figuras 4.5-B** (O6) e **4.10** (O19 a O21) e suas propriedades repetidas na **Figura 4.20**. Estes resultados indicam que os resíduos encontrados nas rotas de migração seguem a mesma diferenciação sofrida pelo óleo.

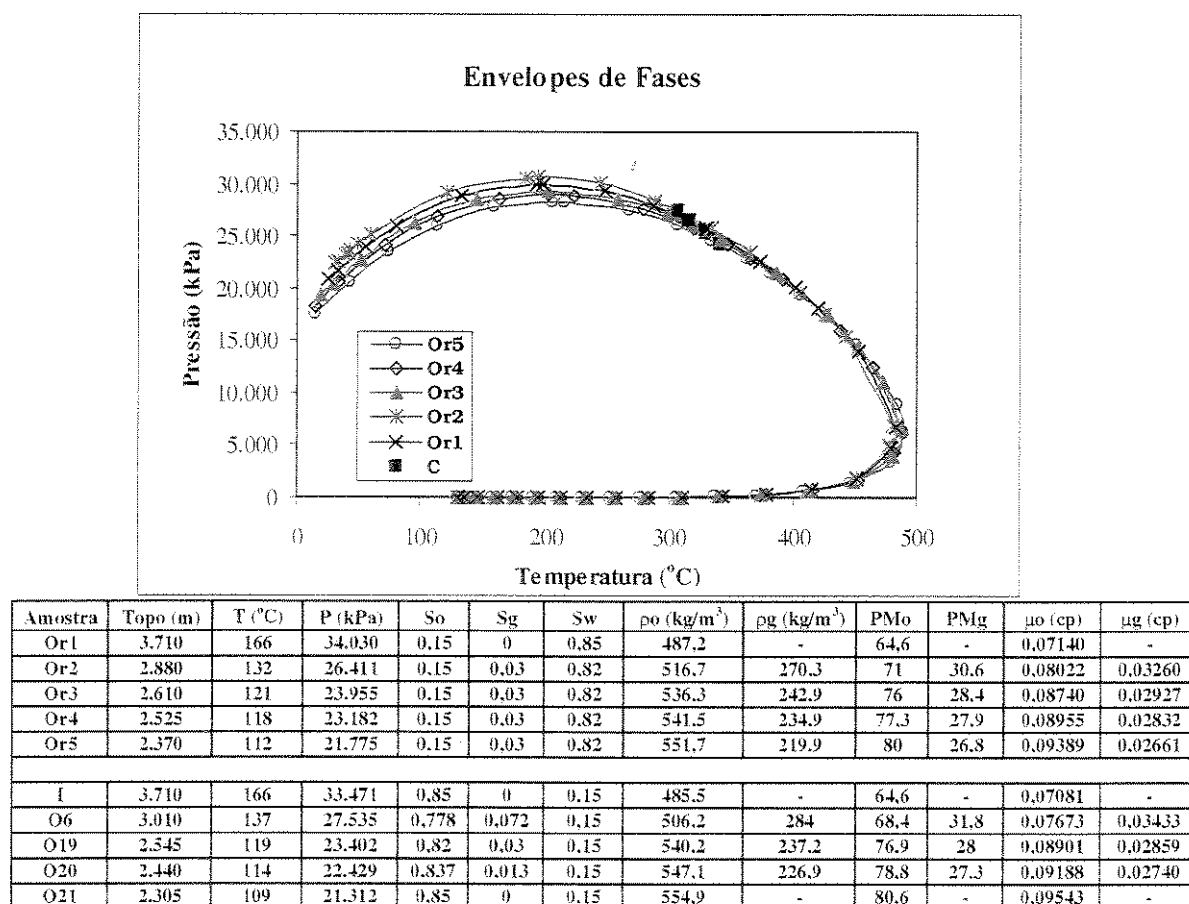


Figura 4.20- Características dos óleos residuais.

4.2.2- Modelo com Falha

Conforme já foi discutido no início deste capítulo, no modelo com falha o processo de migração é relativamente bem mais rápido. Partindo da condição inicial (**Figura 4.21**), com o topo do banco à mesma profundidade e contendo óleo com a mesma composição do modelo de Gussow, em apenas 10 anos a frente de migração já se encontra no topo da falha, onde é possível a visualização das fases separadas ao longo desta (**Figura 4.22-A**). A presença da barreira interna à falha entre os dois reservatórios faz com que o preenchimento se dê primeiro no reservatório inferior e, aos 25 anos, o gás que se desloca à frente do óleo atinge o ápice da estrutura (**Figura 4.22-B**). Em 45 anos o óleo atinge a porção mais rasa da trapa. O preenchimento prossegue, inclinando o contato gás/óleo, até que em 200 anos o volume de óleo acumulado no reservatório e na falha é tal que a pressão capilar exercida pela barreira é vencida e “vaza” algum gás para a armadilha superior (**Figura 4.23-A**). Somente em 1.400 anos, quando a armadilha inferior está praticamente preenchida, é que a migração para o reservatório superior se estabelece, inicialmente aumentando a concentração de gás (**Figura 4.23-B**). O processo de migração nesta fase torna-se bem lento e o óleo só começa a ser concentrado na armadilha superior em 10.000 anos, como mostra a **Figura 4.24-A**, onde a região com tonalidade azul mais claro ilustra o caminho percorrido. Neste período ainda pode ser observado que o contato gás/óleo do reservatório inferior tende à horizontalização. Em 50.000 anos já existe um volume razoável de óleo na armadilha superior (**Figura 4.24-B**), cujo preenchimento só é concluído em 500.000 anos. Para este modelo a simulação é estendida até 2 milhões de anos, quando são analisadas as propriedades dos fluidos resultantes (**Figura 4.25**).

Foram selecionadas duas amostras para cada armadilha, das quais uma de óleo e uma de gás, localizadas na **Figura 4.25**. Como verificado no modelo de Gussow, os envelopes de fases das composições globais das amostras de gás mostram uma maior sensibilidade à variação da composição. O gás do reservatório superior (G2) tem o envelope mais próximo àqueles gerados para os óleos (O1 e O2) devido à maior saturação de óleo, como pode ser verificado na coloração alaranjada da célula no detalhe do perfil de saturações. Por outro lado as amostras de óleo, sem a presença de gás na célula, apresentam envoltórias relativamente próximas entre si e distantes da

composição inicial (I). A da amostra O2 sugere uma composição mais pesada, por seu traçado mais fechado e com o ponto crítico mais à direita.

Ao analisarmos isoladamente as composições das fases gasosa e oleica destas amostras (Tabela 4.4) juntamente com seus pesos moleculares (Figura 4.25), podemos observar que os hidrocarbonetos do reservatório superior apresentam, em resposta à redução da pressão e da temperatura, uma maior diferenciação em relação à composição original, concentrando o óleo mais pesado e o gás mais leve. Em contrapartida, o gás mais rico em componentes pesados e o óleo mais leve preenchem a armadilha inferior.

Tabela 4.4- Modelo com falha com banco na região de óleo - composições finais das frações gasosa e oleica das amostras analisadas.

Amostra	Fluido	Composição					
		CO ₂ -C ₁	N ₂ -C ₂	C ₃ -C ₅	C ₆ -C ₁₀	C ₁₁ -C ₂₁	C ₂₂₊
G2	Gás	0,706	0,131	0,117	0,041	0,005	0
O2	Óleo	0,445	0,112	0,158	0,144	0,084	0,056
G1	Gás	0,694	0,131	0,121	0,046	0,007	0,001
O1	Óleo	0,459	0,114	0,156	0,139	0,079	0,053

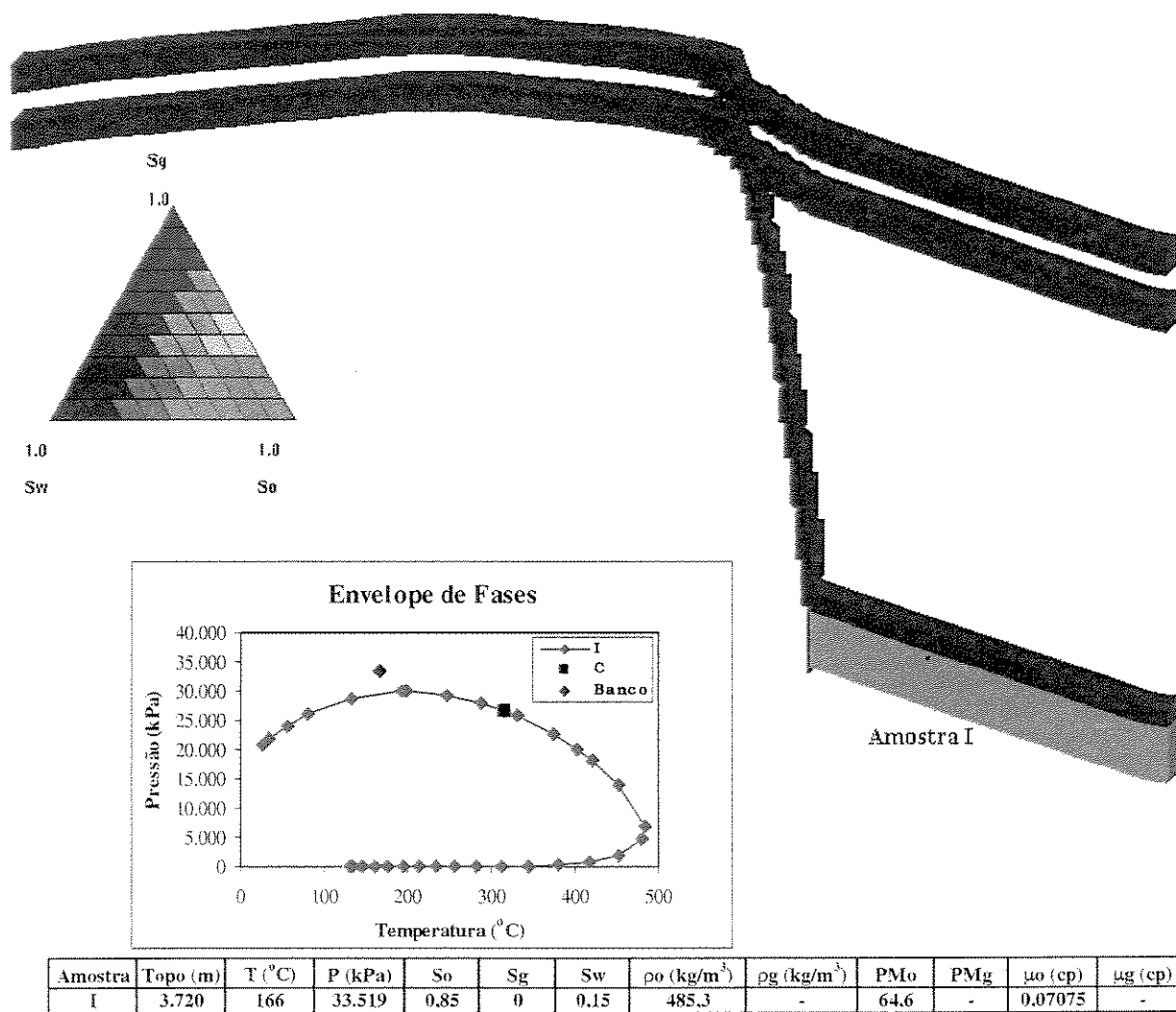


Figura 4.21- Modelo com falha e banco na região de óleo - perfil de saturações, envelope de fases e propriedades do óleo na condição inicial.

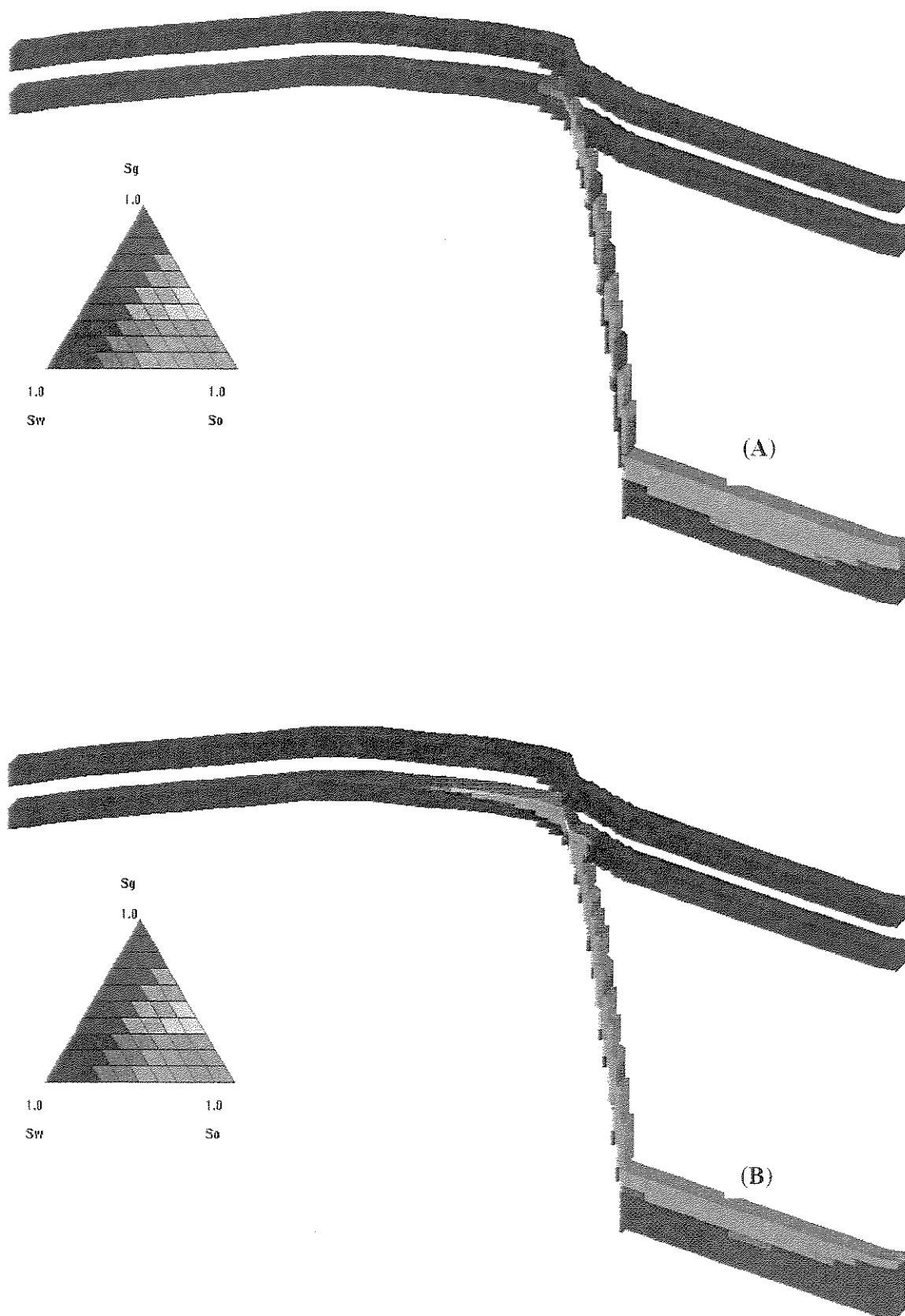


Figura 4.22- Perfis de saturação em 10 e 25 anos (A e B, respectivamente).

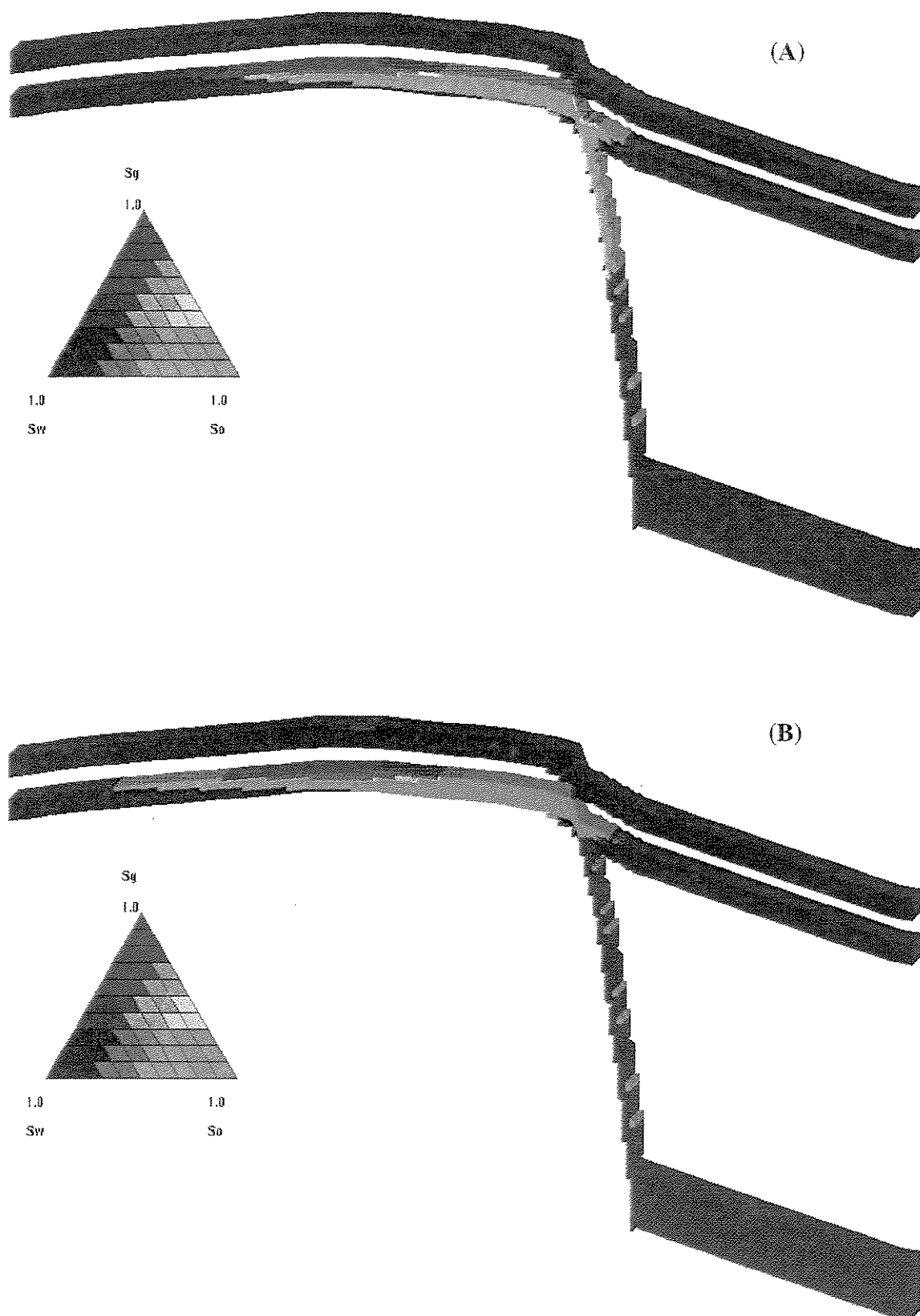


Figura 4.23- Perfis de saturações em 200 e 1.400 anos (A e B, respectivamente).

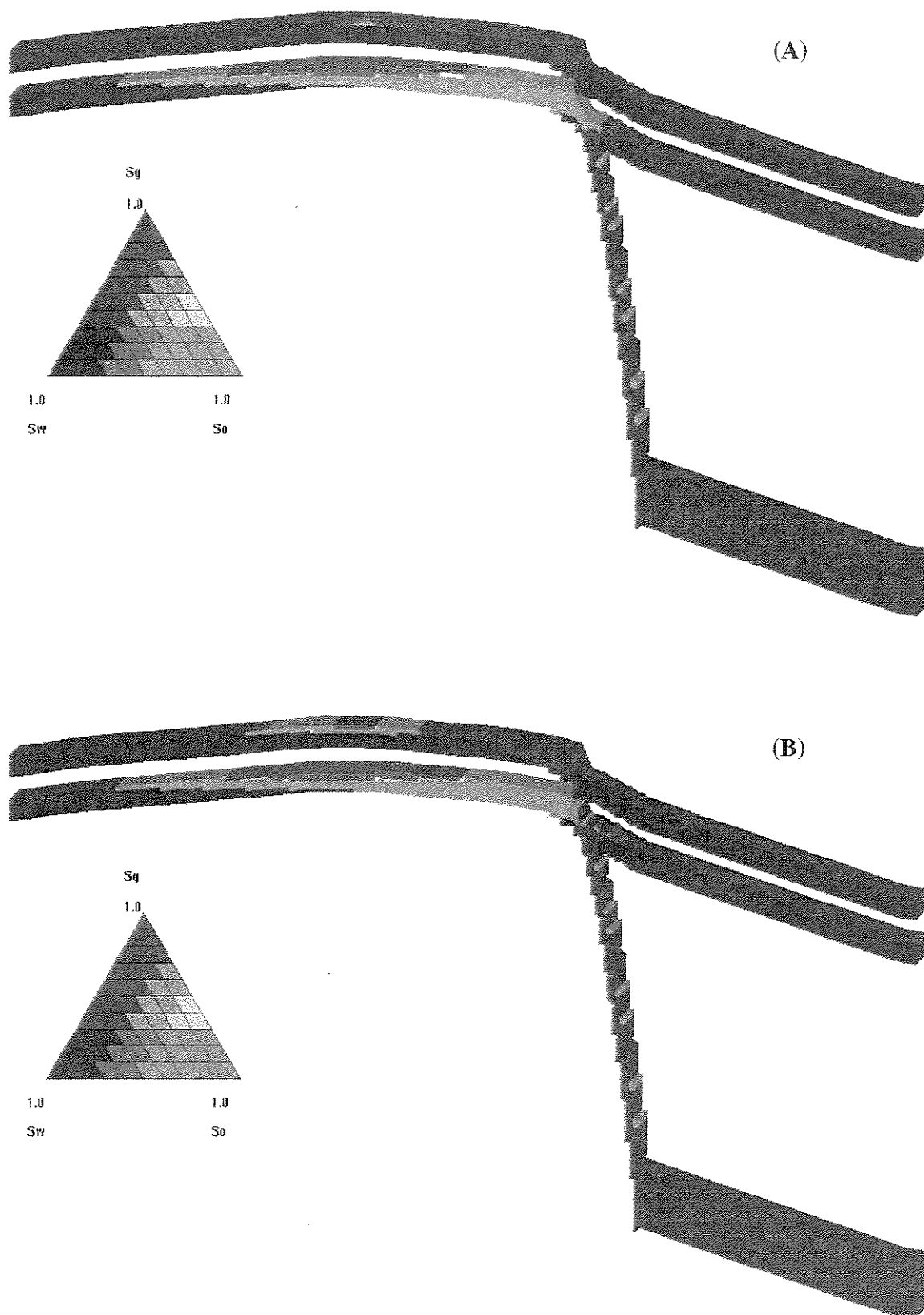


Figura 4.24- Perfis de saturações em 10.000 e 50.000 anos (A e B, respectivamente).

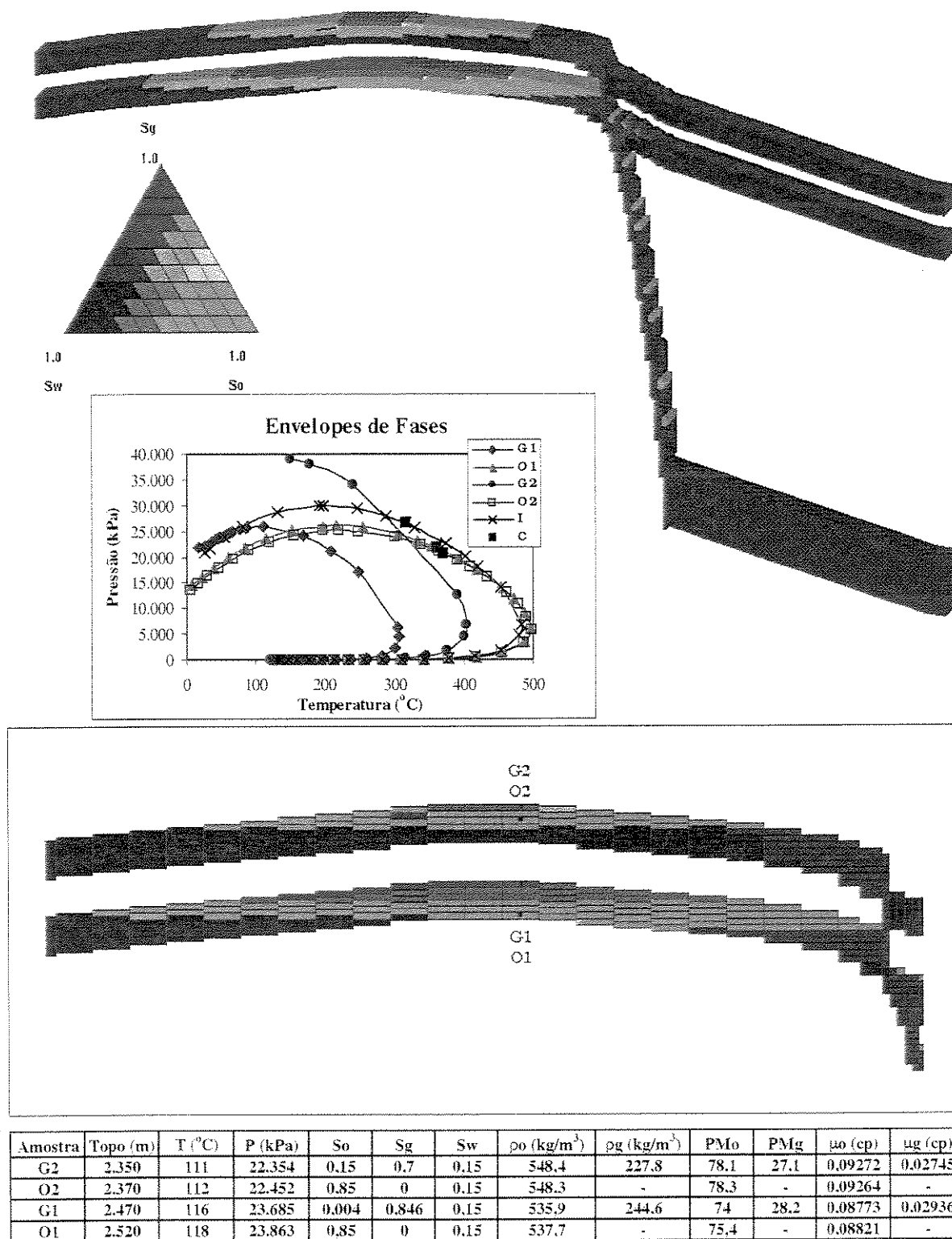


Figura 4.25- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 2 milhões de anos.

4.2.3- Análise dos Resultados

Os resultados encontrados até o momento mostram que a simulação de fluxo com abordagem composicional reproduz satisfatoriamente o fenômeno da migração secundária com separação de fases.

O deslocamento do petróleo se dá exclusivamente pela diferença de potencial entre as células e o gradiente de temperatura é constante. Dos dois cenários geológicos investigados o modelo de Gussow é o que permite uma melhor caracterização do comportamento dos fluidos durante a migração. No modelo com falha o processo é relativamente bem mais rápido e a relação entre as fases só é visualizada quando as frentes atingem o reservatório inferior. As propriedades analisadas são as composições, saturações, pesos moleculares, massas específicas, viscosidades, pressões e temperaturas.

O óleo na região de fase única tem como variáveis apenas a massa específica e a viscosidade, que respondem diretamente à variação da pressão e temperatura. A partir da separação das fases, o gás liberado é concentrado e desloca-se mais rapidamente, preenchendo primeiramente a armadilha. Ao longo do trajeto esta fase torna-se cada vez mais leve, com um incremento contínuo dos pseudo-componentes mais voláteis. A frente de migração do óleo, que chega depois na armadilha, tenta deslocar o gás inclinando o contato gás/óleo. Suas propriedades tem comportamento inverso ao gás: há um aumento progressivo do peso molecular e da concentração dos pseudo-componentes pesados.

Uma vez trapeado na armadilha o petróleo só reinicia a migração quando o *spillpoint* é atingido. O processo tem continuidade até que o volume de hidrocarbonetos não é mais suficiente para migrar e fica aprisionado na trapa. Em resposta às novas condições de temperatura e pressão o óleo migrado, com uma composição diferente da original, pode sofrer nova separação de fases dando origem a outras composições de gás e óleo. Os volumes de gás liberados em todo o processo dependem da composição inicial do óleo e da distância relativa entre a armadilha e o banco de hidrocarbonetos, que em última análise determinam a posição em que se dá a separação das fases.

No modelo com falha a presença da barreira interna de permeabilidade promove um retardo significativo no processo de migração e preenchimento da armadilha superior, cuja conclusão só se dá em 500.000 anos.

Após o preenchimento da armadilha os fluidos buscam o equilíbrio vertical e lateral para as respectivas condições de pressão e temperatura. O contato gás/óleo rumo à horizontalização e as variações laterais das propriedades tendem a ser corrigidas ao longo do tempo. Por outro lado, a análise do equilíbrio vertical após o preenchimento e ao longo do tempo geológico é fortemente prejudicada pela ausência do termo difusivo nas equações de fluxo consideradas pelo simulador. Isto faz com que as trocas entre fases adquiram maior importância no processo e, conseqüentemente, no contato gás/óleo se encontrem os maiores contrastes, com o estabelecimento de gradientes inversos das propriedades dentro de uma mesma fase. A presença da região de óleo residual na armadilha registra a pretérita passagem de óleo e acentua estes gradientes.

Os fluidos obtidos ao término das simulações apresentam para cada modelo um *trend* bem definido de diferenciação, onde nas armadilhas mais rasas são encontrados os gases mais leves e os óleos mais pesados, enquanto naquelas mais profundas os gases e óleos apresentam propriedades relativamente mais próximas. A **Figura 4.26** ilustra a distribuição dos envelopes de fases das composições de óleo e gás destes fluidos em relação à amostra inicial (I), mostrando que um único fluido pode dar origem a diferentes composições dependendo do contexto geológico e das condições de pressão e temperatura.

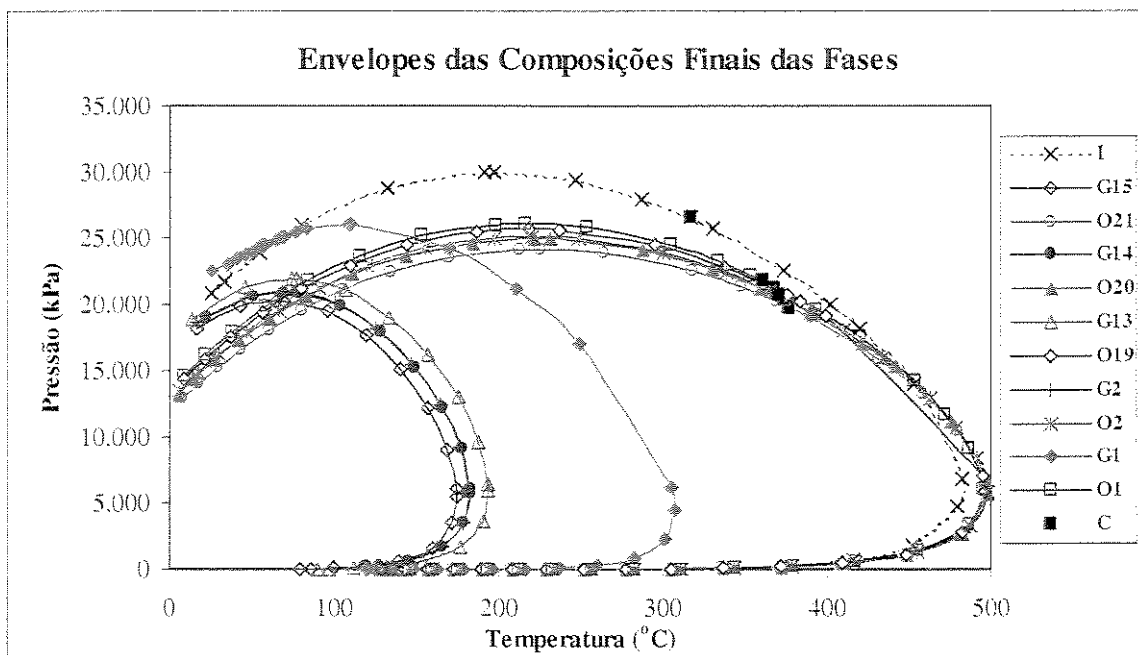


Figura 4. 26- Relações entre os envelopes das composições finais das fases gás e óleo do modelo de Gussow (G15, O21, G14, O20, G13 e O19), do modelo com falha (G2, O2, G1 e O1) e da composição inicial de óleo (I).

4.3- Banco de Hidrocarbonetos na Região Crítica

4.3.1- Modelo de Gussow

A **Figura 4.27-A** ilustra as condições iniciais do modelo, juntamente com a envoltória de fases da composição selecionada e as respectivas propriedades. O fluido crítico é inicializado como gás por ser esta a fase reportada no simulador PVT quando é feito o *flash* para as condições de pressão e temperatura do topo do banco. Para esta região o simulador calcula a possibilidade da presença de ambas as fases, com propriedades idênticas.

Como é de se esperar, a migração deste fluido é mais rápida que a do óleo. Em apenas 40 anos se dá a entrada na região de separação de fases (**Figura 4.27-B**). O gás se desloca à frente e chega à armadilha I aos 115 anos (**Figura 4.28-A**), enquanto o óleo chega à armadilha I em 290 anos e tenta deslocar o gás trapeado. Este, acrescido pelo gás liberado pelo óleo é então empurrado para fora da armadilha I e migra para a armadilha II (**Figura 4.28-B**). Com 500 anos as armadilhas I e II encontram-se preenchidas. Todo o óleo está acumulado nas proximidades da armadilha I, deslocando parcialmente o gás e inclinando o contato gás/óleo (**Figura 4.29**). A migração do gás para a armadilha II continua até que o óleo não mais consegue deslocá-lo e passa a preenchê-la. Quando o *spillpoint* é atingido inicia-se o processo de preenchimento da armadilha III pelo gás ($t = 900$ anos), da mesma forma observada para a armadilha II (**Figura 4.30**). Em 3.000 anos passa algum óleo para a armadilha III e nas demais armadilhas os contatos gás/óleo tendem à horizontalização (**Figura 4.31**). Verifica-se que as células com altas saturações de óleo no meio da armadilha III tem propriedades correlacionáveis ao gás, sugerindo tratar-se de alguma dificuldade de aproximação numérica do programa.

A partir de então a migração torna-se mais lenta, com a chegada de óleo a esta armadilha condicionada à acomodação dos fluidos nas demais. Aos 20.000 anos é registrado um aumento significativo da quantidade de óleo na armadilha III (**Figura 4.32**) e em 300.000 anos é cessado o processo. A simulação tem prosseguimento até 5 milhões de anos, cuja situação final é ilustrada na **Figura 4.33**.

Na análise do comportamento dos fluidos observa-se que na região de separação de fases as frações gás (G1) e óleo (O1) apresentam propriedades bem próximas às do fluido inicial (I) e entre si (**Figura 4.27**).

Ambas as fases sofrem diferenciação durante a migração para a armadilha I. À medida que as frentes avançam o gás torna-se cada vez mais leve e o óleo, ao contrário, tem seu peso molecular aumentado pela perda das frações mais voláteis (amostras G1 x G2 e O1 x O2 x O3 das **Figuras 4.27 e 4.28**).

Na migração entre as armadilhas o gás apresenta a mesma tendência citada. Entretanto, o óleo tem comportamento inverso ao observado no parágrafo anterior e nos casos analisados com o banco na região de óleo (**Seção 4.2**). Constata-se que o óleo segue a mesma diferenciação do gás, ou seja, torna-se progressivamente mais leve ao atingir as armadilhas mais rasas (amostras G3 x G4 x G9 e O4 x O6 x O9 das **Figuras 4.28 a 4.31**). Acredita-se que este comportamento é causado pelas características mais voláteis do óleo, formado pela condensação de um fluido inicial com menor concentração de pesados, que tendem a se concentrar na armadilha I.

Para uma mesma célula nas três armadilhas ao longo do tempo, tanto o gás como o óleo apresentam inicialmente a mesma tendência observada na migração até a primeira armadilha: redução e aumento do peso molecular, respectivamente. Entretanto, após o preenchimento, observa-se que no gás da armadilha I e nos óleos das armadilhas I e II há uma discreta inversão no comportamento de ambos, com o gás registrando um incremento no peso molecular e os óleos uma queda (amostras G10 x G13, O7 x O10 e O11 x O14, das **Figuras 4.31 a 4.33**). Esta variação não é detectada na composição das fases, provavelmente devido ao grau de precisão da saída do simulador.

Paralelamente, é feita a análise dos perfis das propriedades dos fluidos nas três armadilhas contra a profundidade, logo após o preenchimento e ao término da simulação (perfis A a I, localizados na **Figura 4.33**). Para ilustra-la é selecionada a variável massa específica do gás, pela maior espessura nas três acumulações e cujo grau de precisão tem se revelado satisfatório para diagnosticar os gradientes finais (**Figura 4.34**). Observa-se a busca pelo equilíbrio lateral em todas as acumulações, o qual com 5 milhões de anos não é totalmente atingido. Quanto ao equilíbrio vertical, nas armadilhas I e II são encontrados os valores mínimos de massa específica na região do contato gás/óleo, sendo que na segunda é mais visível um discreto gradiente inverso. Na análise detalhada do perfil B (armadilha I) é verificado que os pesos moleculares, que são diretamente relacionados à concentração do pseudo-componente $\text{CO}_2\text{-C}_1$ nas fases, apresentam no aspecto geral as mesmas tendências já discutidas: redução do peso molecular do gás ao longo do tempo e o inverso para o óleo (**Figura 4.35**). Entretanto, mais uma vez é a região do contato gás/óleo que apresenta os maiores contrastes. Diferentemente do óleo no caso anterior, o contraste máximo se dá em torno de 1.700 anos, a partir de quando os perfis começam a tender a

um comportamento mais homogêneo, que se estabelece após 400.000 anos e perdura até 5 milhões de anos.

Na **Tabela 4.5** são apresentadas as composições finais das fases amostradas ao término da simulação. Observa-se que no processo pós-preenchimento a tendência de óleo mais pesado na armadilha mais rasa é restabelecida, com a amostra O15 registrando as maiores perdas do pseudo-componente $\text{CO}_2\text{-C}_1$. Considerando que durante a migração o óleo que chega a esta armadilha é o mais leve, acredita-se que esta inversão é resultado do equilíbrio vertical calculado pelo simulador, sem o termo difusivo, e consequentemente depende da posição relativa da amostra nesta direção.

Tabela 4.5- Modelo de Gussow com banco na região crítica - composições finais das frações gasosa e oléica das amostras analisadas.

Amostra	Fluido	Composição					
		$\text{CO}_2\text{-C}_1$	$\text{N}_2\text{-C}_2$	$\text{C}_3\text{-C}_5$	$\text{C}_6\text{-C}_{10}$	$\text{C}_{11}\text{-C}_{21}$	C_{22+}
G18	Gás	0,722	0,119	0,098	0,055	0,006	0
O15	Óleo	0,463	0,105	0,135	0,189	0,093	0,015
G17	Gás	0,722	0,119	0,097	0,055	0,007	0
O14	Óleo	0,47	0,104	0,132	0,181	0,095	0,019
G16	Gás	0,717	0,118	0,098	0,058	0,009	0
O13	Óleo	0,478	0,104	0,129	0,174	0,094	0,02

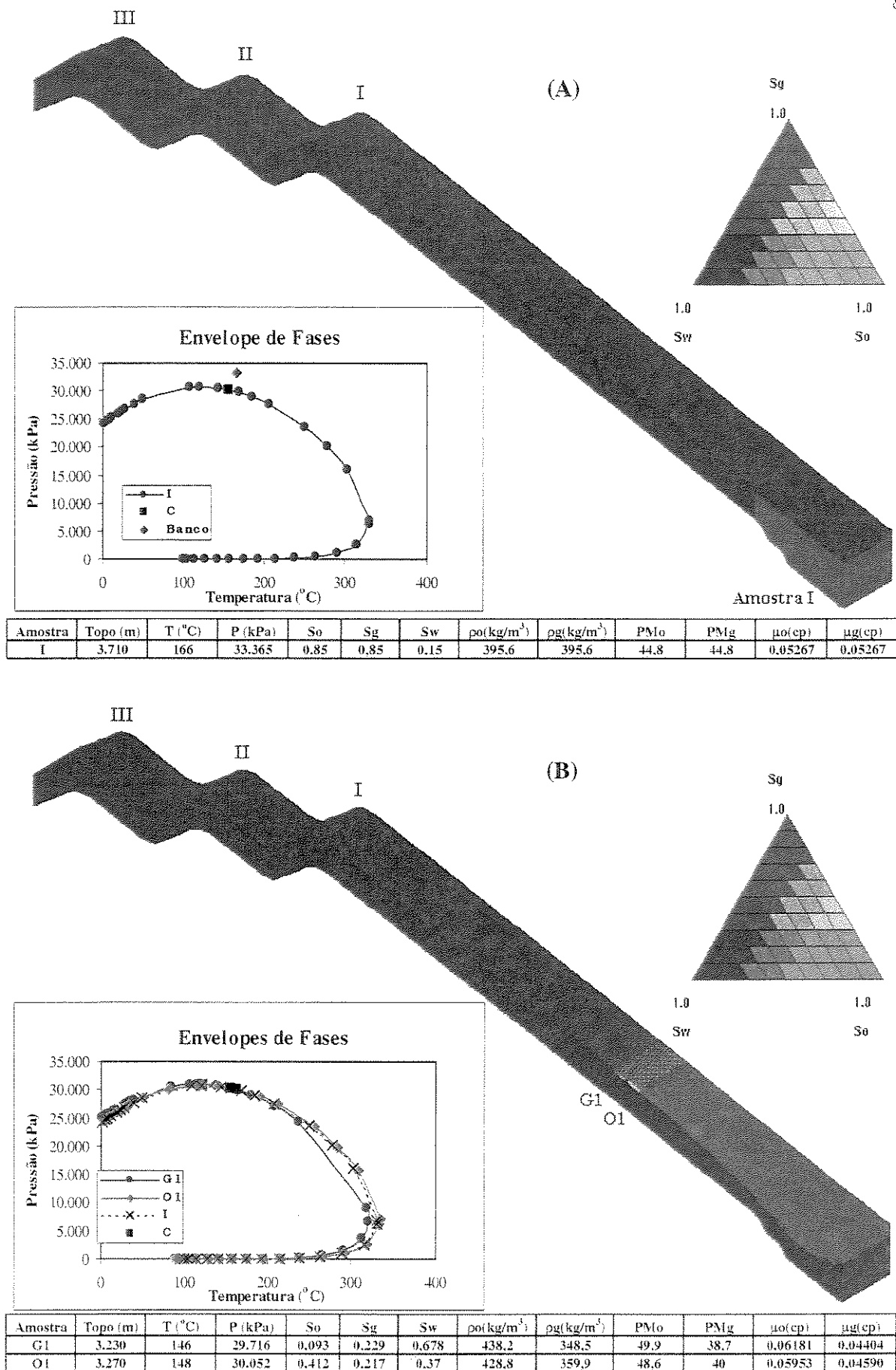


Figura 4.27- Modelo de Gussow com banco na região crítica - perfis de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos na condição inicial (A) e em 40 anos (B).

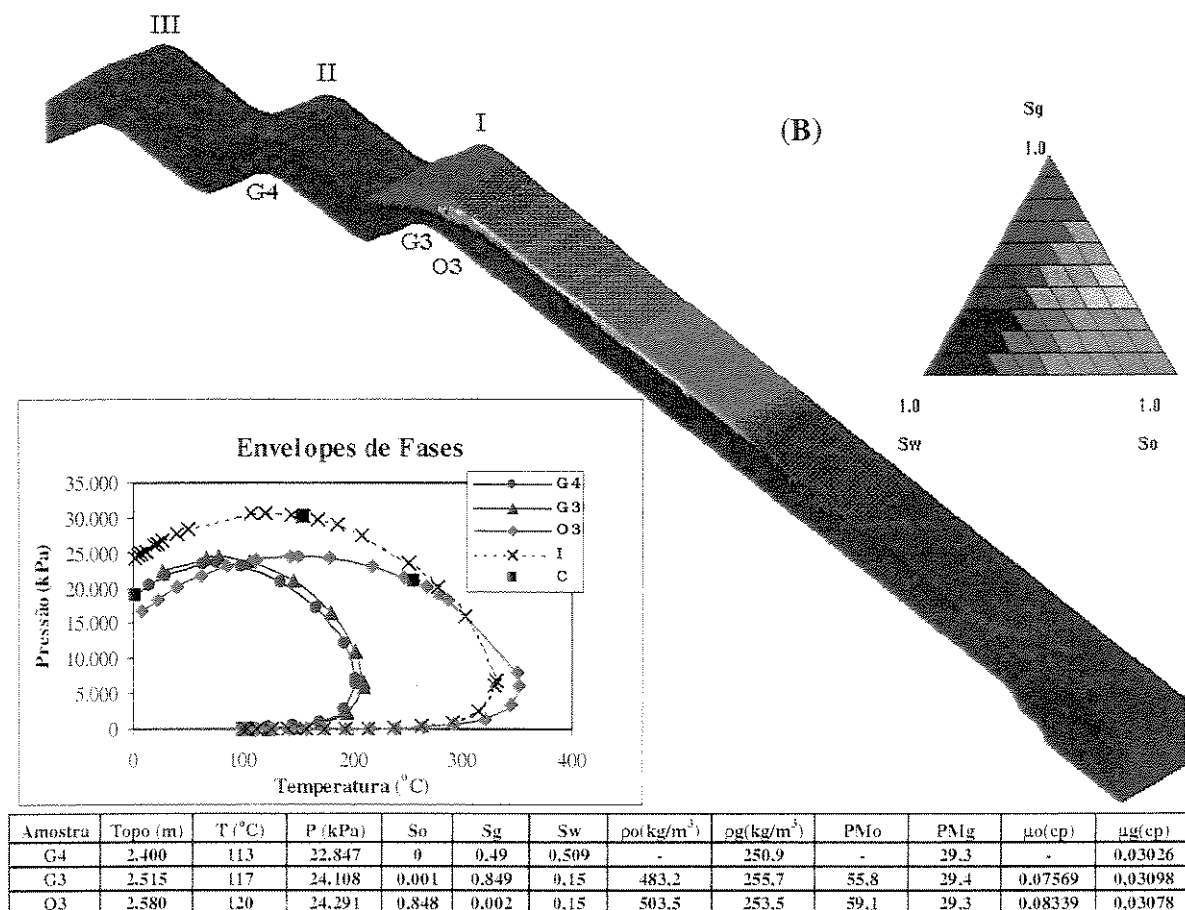
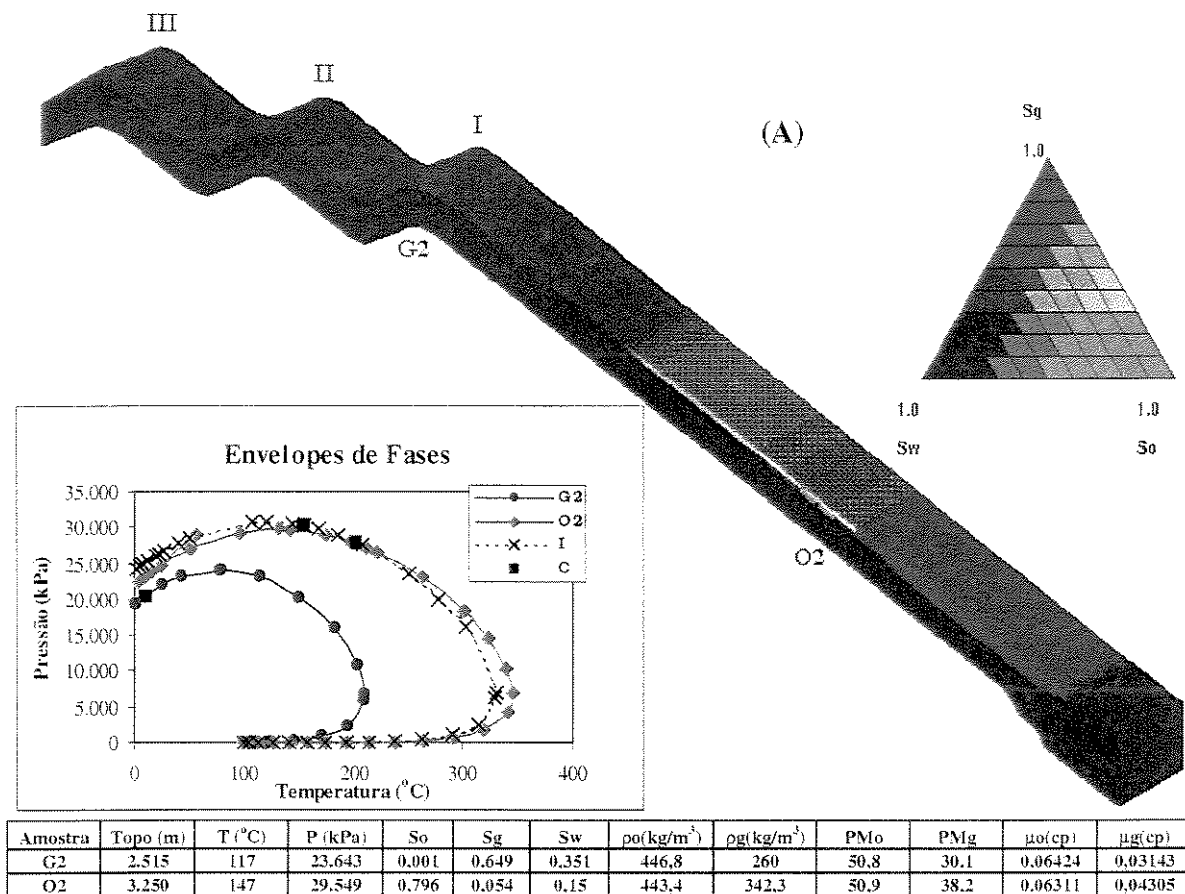


Figura 4.28- Perfis de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 115 e 290 anos (A e B, respectivamente).

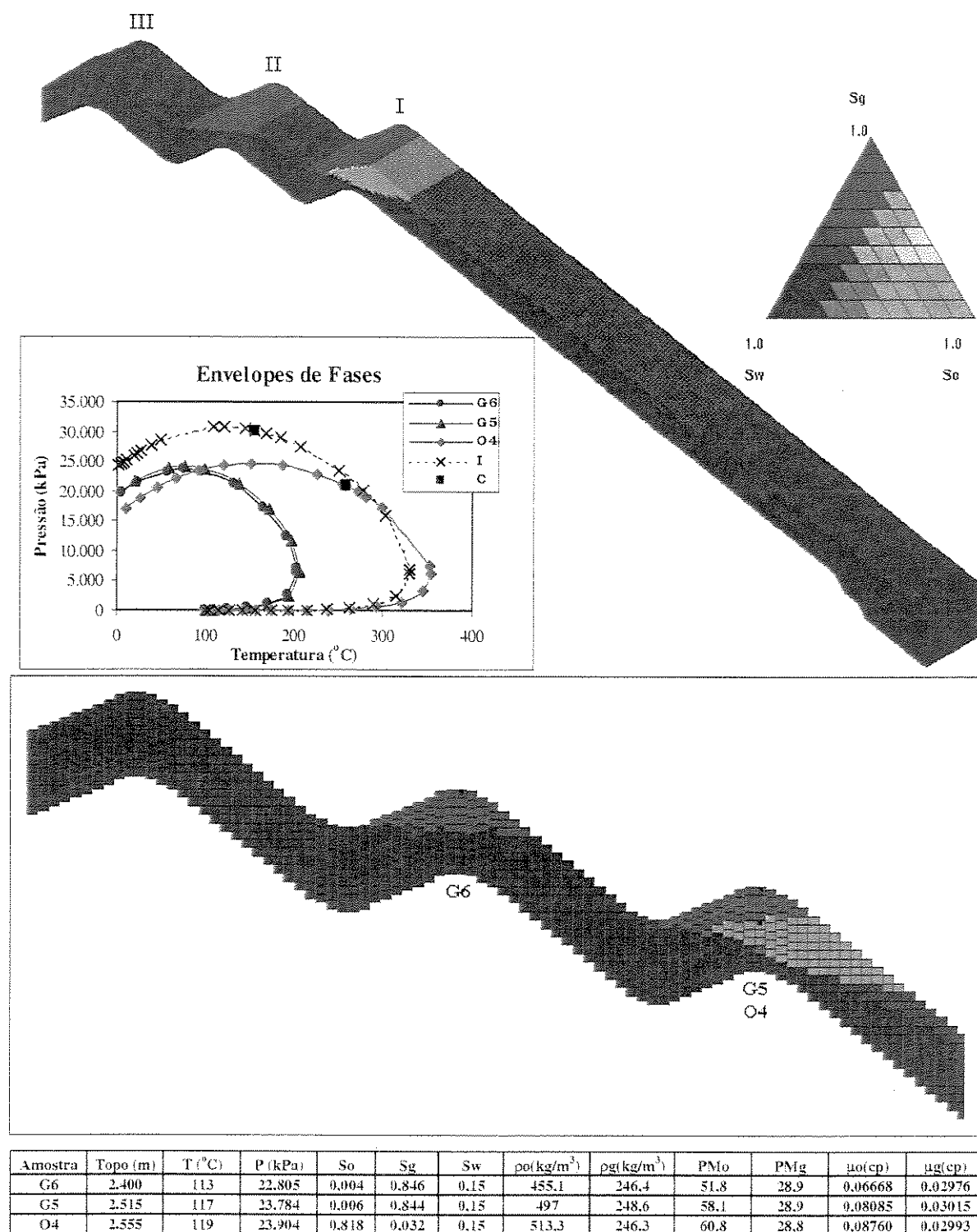
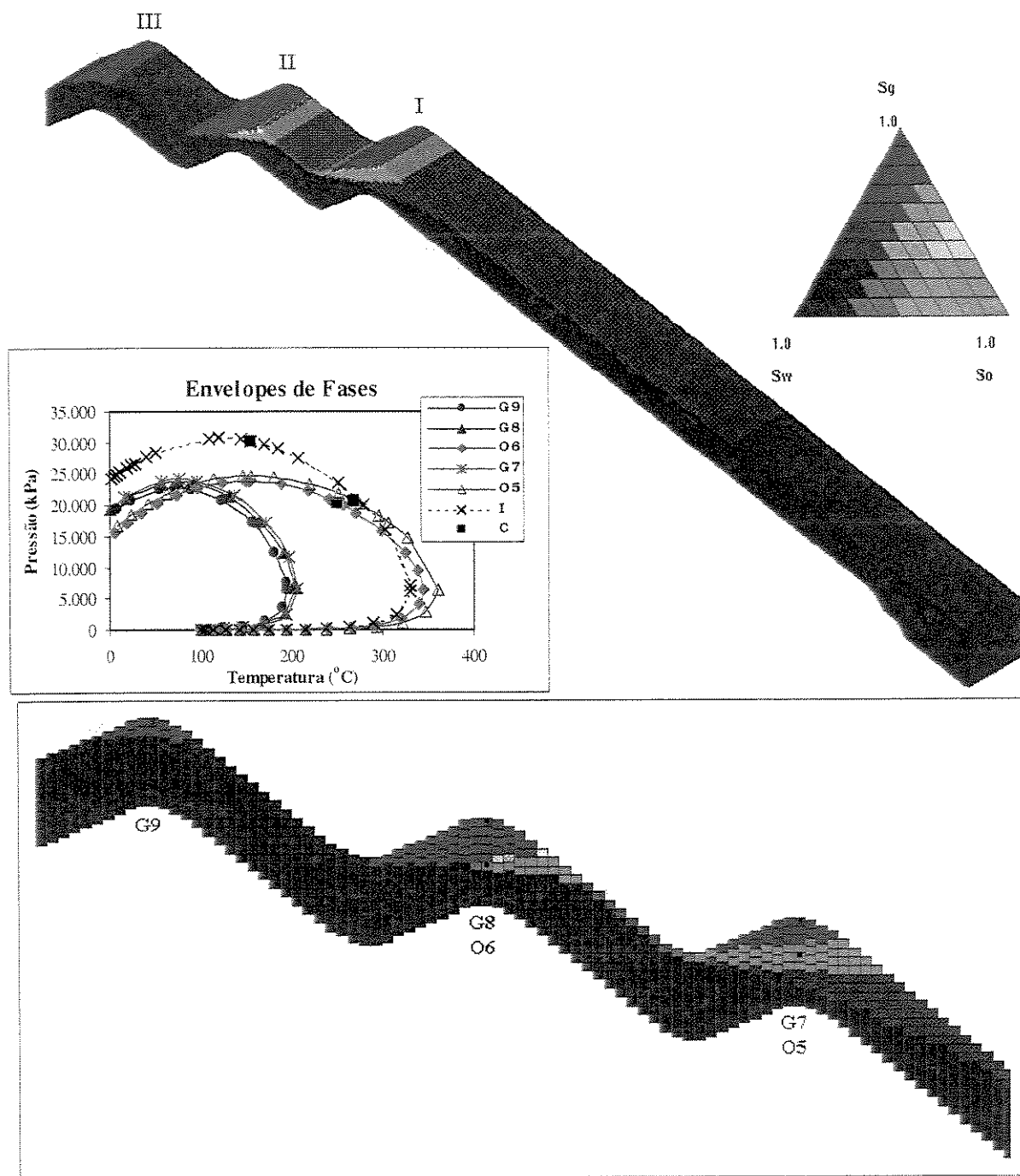
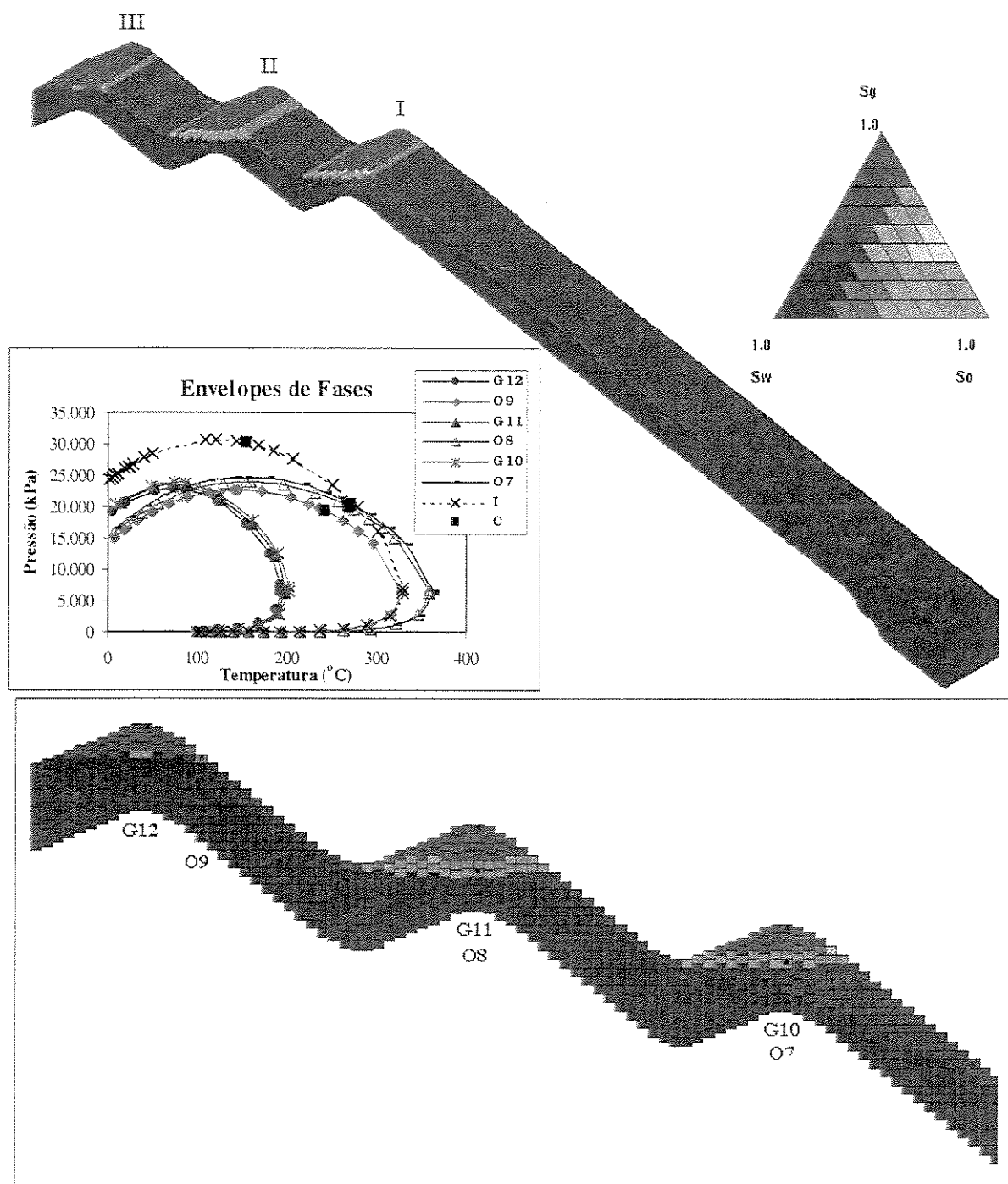


Figura 4.29- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 500 anos.



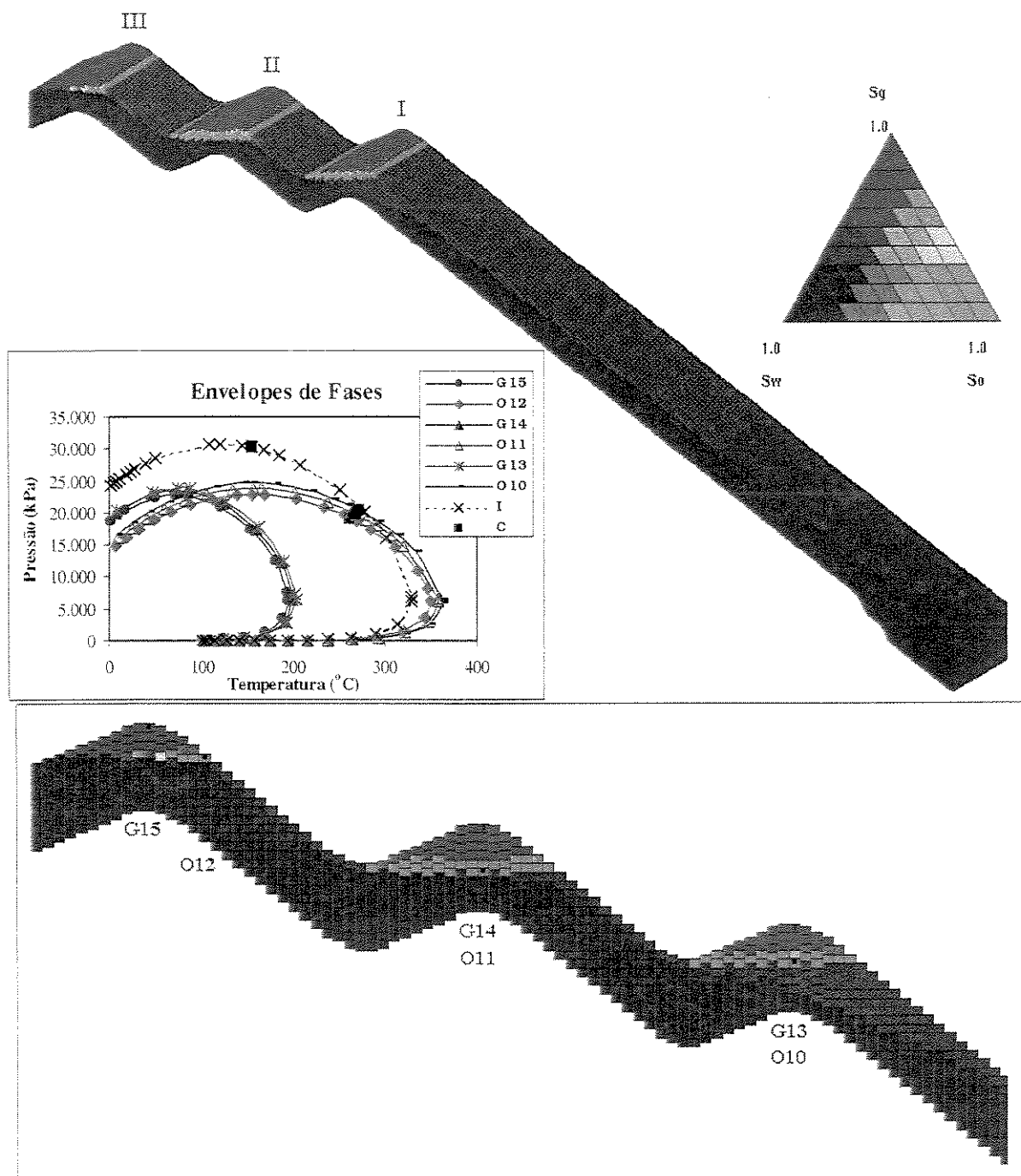
Amostra	Topo (m)	T (°C)	P (kPa)	So	Sg	Sw	$\rho_o(\text{kg/m}^3)$	$\rho_g(\text{kg/m}^3)$	PMo	PMg	$\mu_o(\text{cp})$	$\mu_g(\text{cp})$
G9	2.285	108	21.531	0.001	0.849	0.15	452.6	233.6	51.4	28.1	0.06620	0.02819
G8	2.400	113	22.730	0.006	0.844	0.15	462.1	243	52.9	28.6	0.06878	0.02937
O6	2.450	115	22.867	0.816	0.031	0.152	503.8	237.5	59.3	28.2	0.08377	0.02883
G7	2.515	117	23.671	0.007	0.843	0.15	503.4	245.1	59.2	28.7	0.08339	0.02975
O5	2.555	119	23.812	0.819	0.031	0.15	524.6	241.7	62.7	28.4	0.09274	0.02942

Figura 4.30- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 900 anos.



Amostra	Topo (m)	T (°C)	P (kPa)	So	Sg	Sw	ρ_o (kg/m ³)	ρ_g (kg/m ³)	PMo	PMg	μ_o (cp)	μ_g (cp)
G12	2.285	108	21.547	0,002	0,848	0,15	454,8	232,7	51,7	28	0,06680	0,02810
O9	2.320	110	21.652	0,816	0,034	0,15	491,2	225,3	57,3	27,4	0,07895	0,02735
G11	2.400	113	22.671	0,006	0,844	0,15	488,2	236,4	56,8	28,1	0,07759	0,02866
O8	2.450	115	22.830	0,82	0,03	0,15	528,2	230,9	63,3	27,7	0,09482	0,02812
G10	2.515	117	23.651	0,007	0,843	0,15	518,7	241,4	61,6	28,3	0,09008	0,02935
O7	2.555	119	23.776	0,822	0,028	0,15	528,2	240,2	63,4	28,3	0,09447	0,02925

Figura 4.31- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 3.000 anos.



Amostra	Topo (m)	T (°C)	P (kPa)	So	Sg	Sw	$\rho_o(\text{kg/m}^3)$	$\rho_g(\text{kg/m}^3)$	PMo	PMg	$\mu_o(\text{cp})$	$\mu_g(\text{cp})$
G15	2.285	108	21.562	0.01	0.84	0.15	478.6	229.3	55	27.7	0.07457	0.02774
O12	2.320	110	21.669	0.82	0.031	0.15	522.3	220.3	62.2	27	0.09234	0.02685
G14	2.400	113	22.666	0.005	0.845	0.15	507.2	233.9	59.7	27.8	0.08524	0.02839
O11	2.450	115	22.823	0.825	0.025	0.15	529.1	230.6	63.5	27.6	0.09525	0.02809
G13	2.515	117	23.653	0.007	0.843	0.15	519.3	242.1	61.7	28.4	0.09040	0.02943
O10	2.555	119	23.777	0.848	0.023	0.129	528	240.3	63.3	28.3	0.09439	0.02926

Figura 4.32- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 20.000 anos.

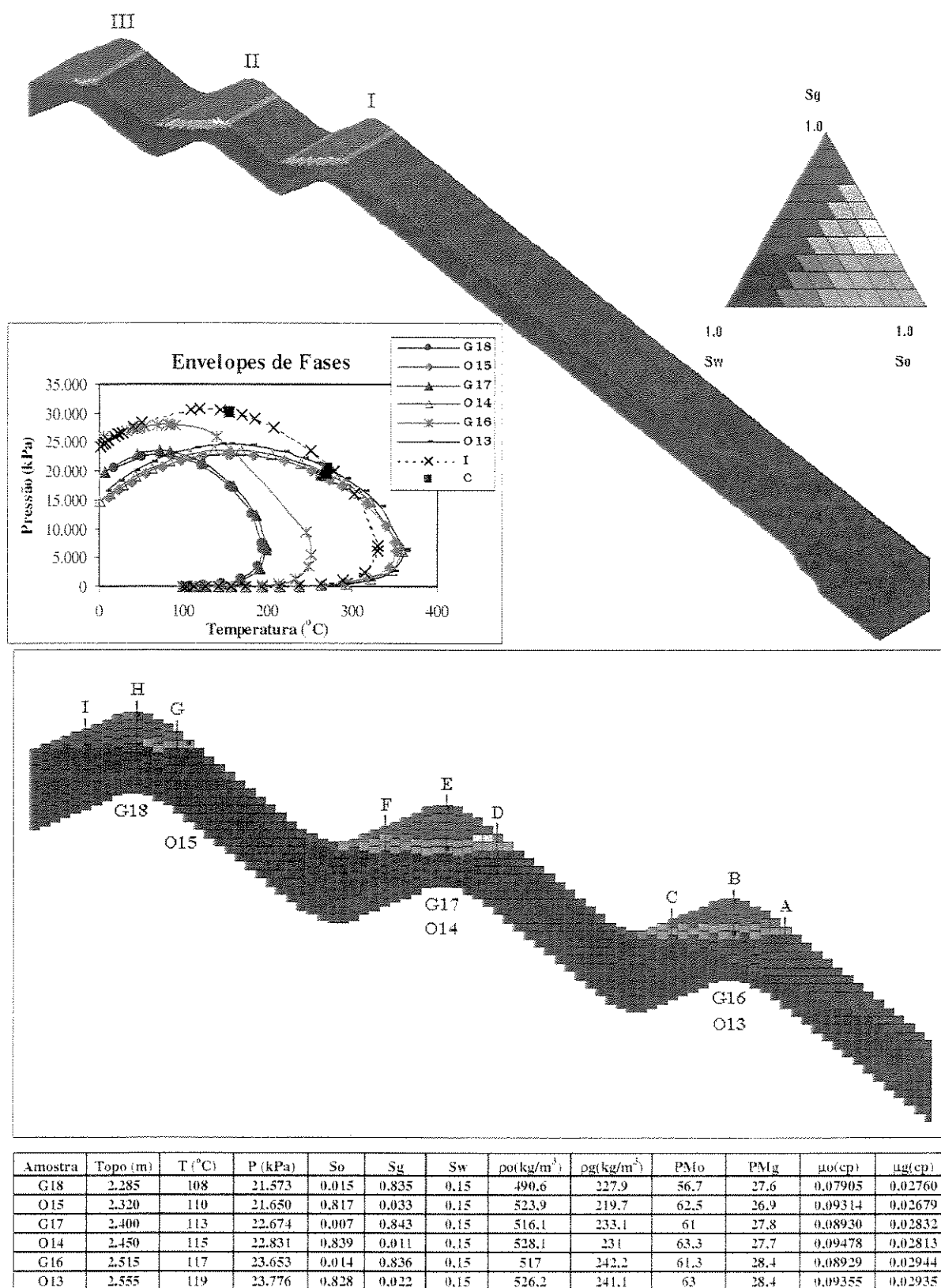
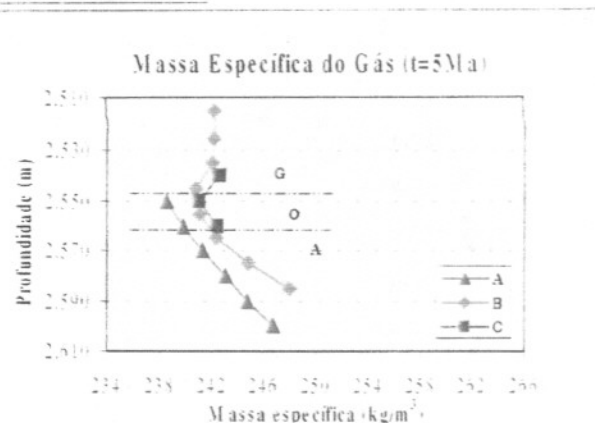
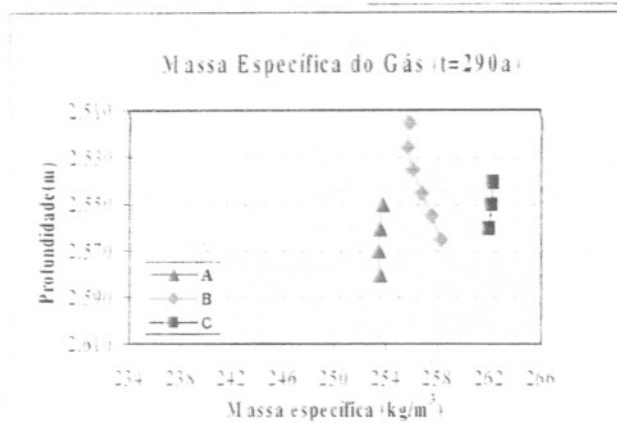
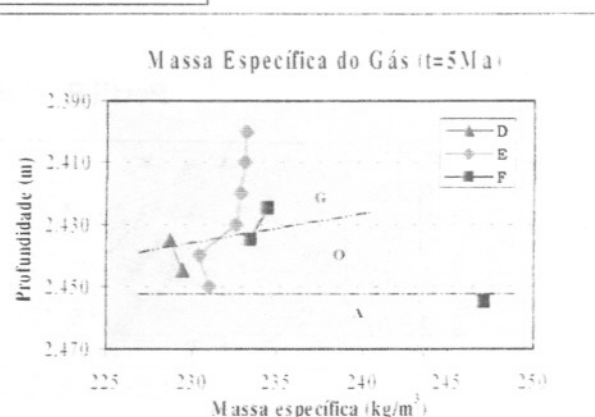
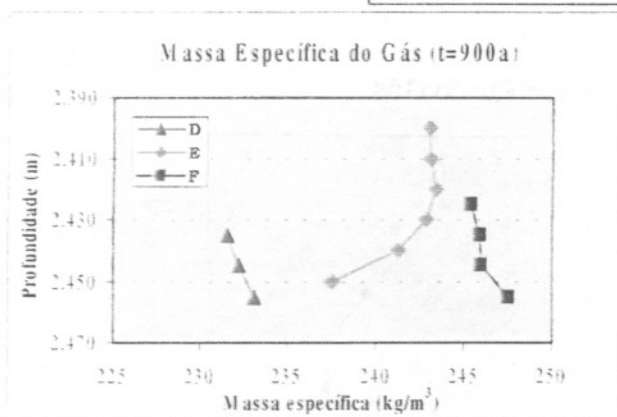


Figura 4.33- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados ao término da simulação (5 milhões de anos). A análise dos processos pós-preenchimento é feita nos perfis A a I.

Armadilha I



Armadilha II



Armadilha III

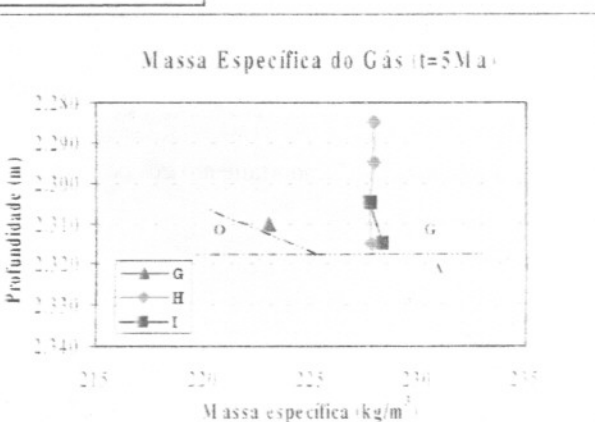
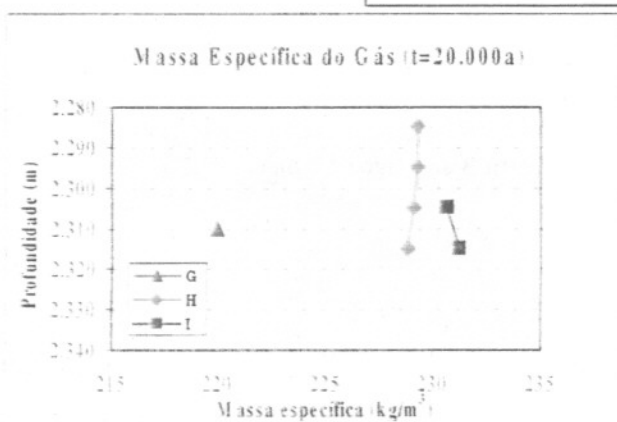


Figura 4.34- Distribuição dos perfis de massa específica do gás nas três armadilhas, após o preenchimento e ao término da simulação.

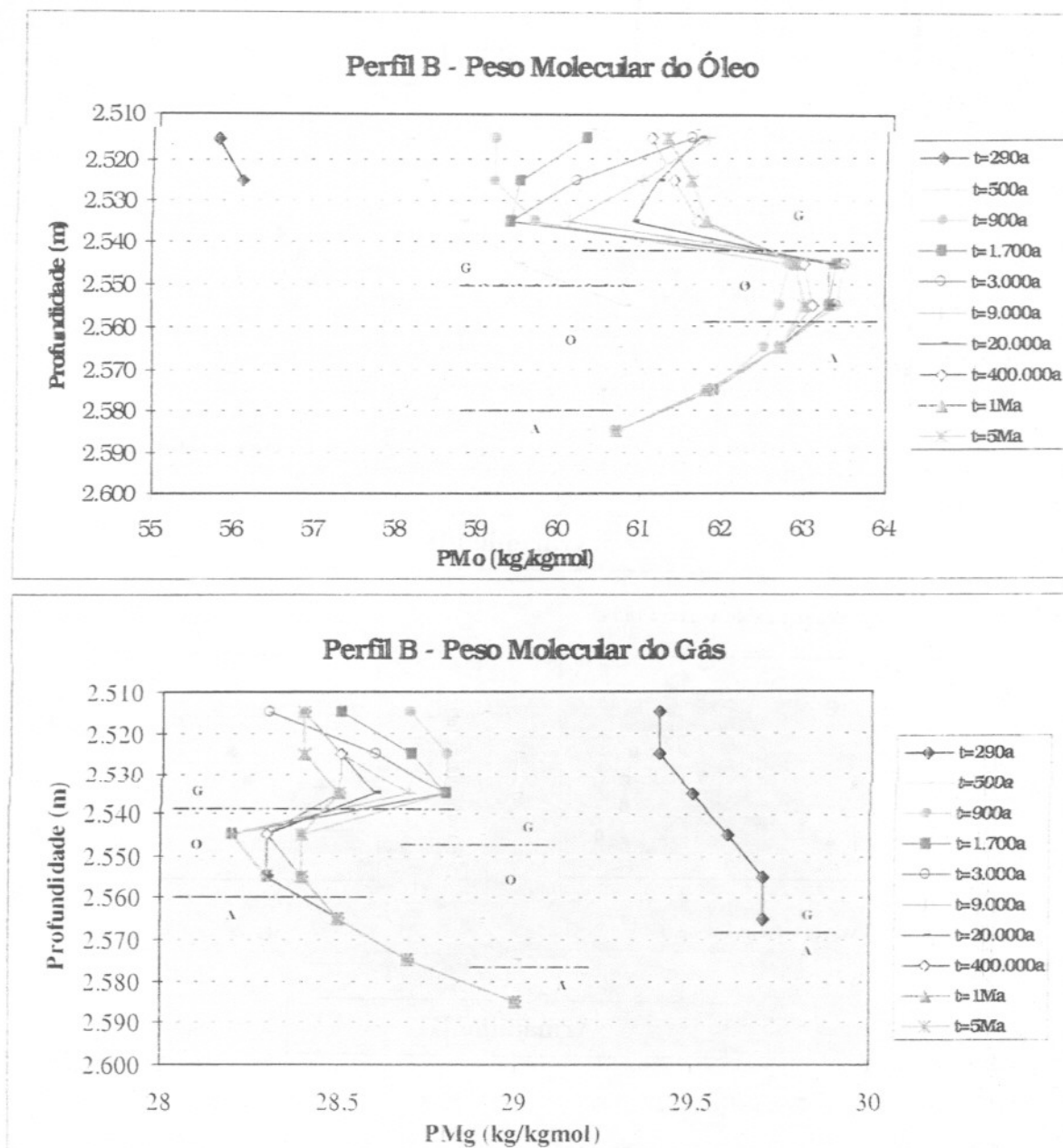


Figura 4.35- Comportamento dos pesos moleculares do perfil B ao longo do tempo.

4.3.2- Modelo com Falha

A **Figura 4.36-A** apresenta o modelo nas condições iniciais, juntamente com o envelope de fases característico e as propriedades do fluido inicializado. Aqui, ao contrário do modelo de Gussow, a posição do banco encontra-se à esquerda do ponto crítico, apesar de haver sido introduzida uma mesma composição. Tal fato é explicado pelas dificuldades de aproximação numérica do simulador em torno do ponto crítico.

Com apenas 5 anos a frente de gás, já separada do óleo, atinge o reservatório inferior (**Figura 4.36-B**). Aos 30 anos o gás já se encontra no ápice da armadilha inferior e a frente de óleo avança na mesma direção (**Figura 4.37-A**). Com o contínuo preenchimento e acúmulo de óleo e gás na falha, em 100 anos algum gás vaza para a armadilha superior (**Figura 4.37-B**), mas a migração para a armadilha superior só é estabelecida aos 4.000 anos, com a chegada do óleo com baixas saturações (**Figura 4.38-A**). O preenchimento desta armadilha é bem lento. Em 100.000 anos ainda há óleo acumulado na falha (**Figura 4.38-B**) e a migração só finda em 500.000 anos. A simulação é prolongada até 2 milhões de anos, cuja configuração final encontra-se na **Figura 4.39**, onde também são apresentadas as características dos fluidos amostrados. Na **Tabela 4.6** são reportadas as composições finais das fases amostradas ao término da simulação, mostrando mais uma vez que na armadilha mais rasa são encontrados o gás mais leve e o óleo mais pesado.

Tabela 4.6- Modelo com falha e banco na região crítica - composições finais das frações gasosa e oléica das amostras analisadas.

Amostra	Fluido	Composição					
		CO ₂ -C ₁	N ₂ -C ₂	C ₃ -C ₅	C ₆ -C ₁₀	C ₁₁ -C ₂₁	C ₂₂₊
G2	Gás	0,727	0,118	0,095	0,053	0,007	0
O2	Óleo	0,474	0,104	0,13	0,176	0,095	0,02
G1	Gás	0,711	0,118	0,099	0,062	0,01	0
O1	Óleo	0,496	0,106	0,127	0,167	0,087	0,018

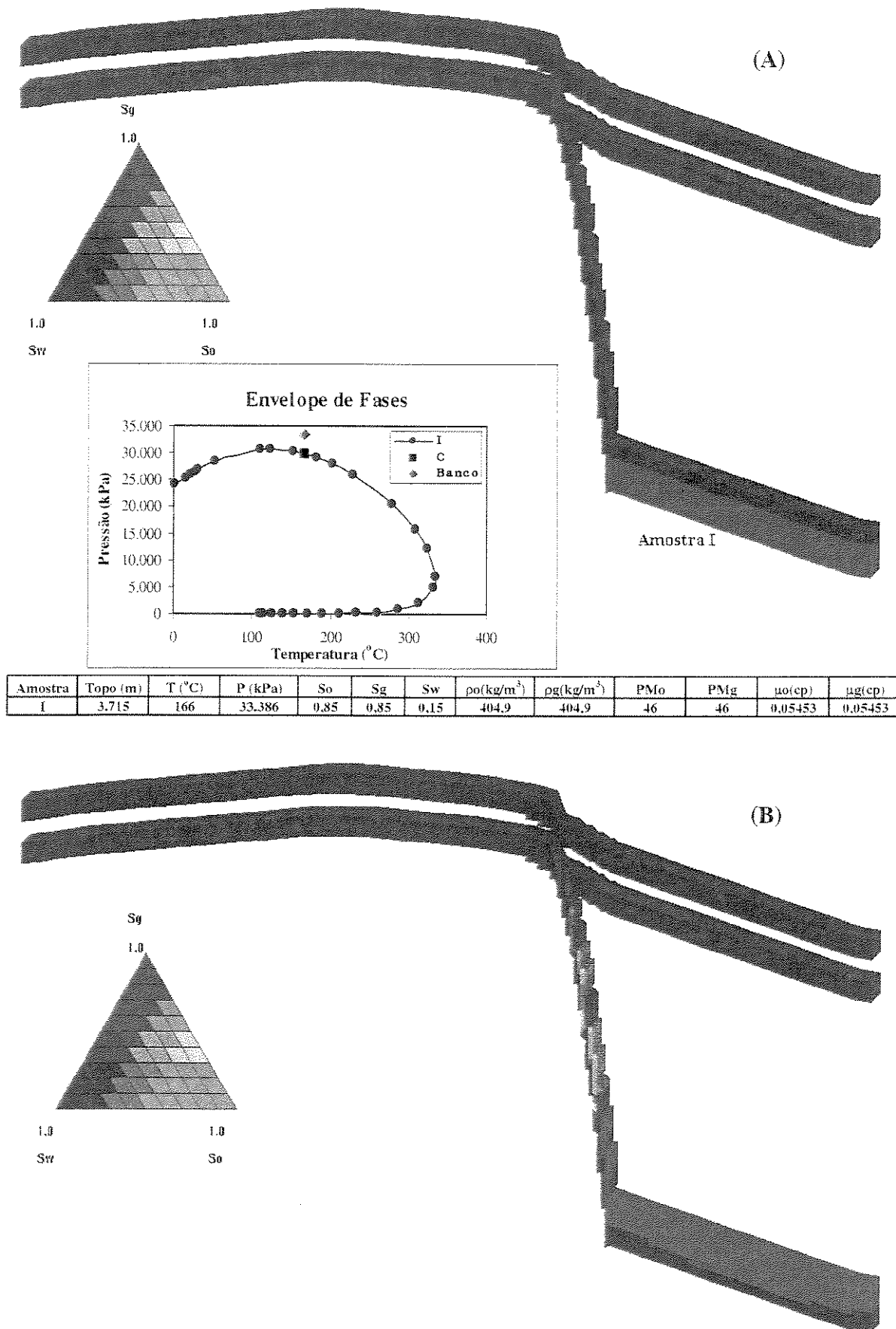


Figura 4.36- Modelo com falha e banco na região crítica - perfis de saturações na condição inicial (A) e em 5 anos (B), juntamente com o envelope de fases e propriedades do fluido introduzido no simulador.

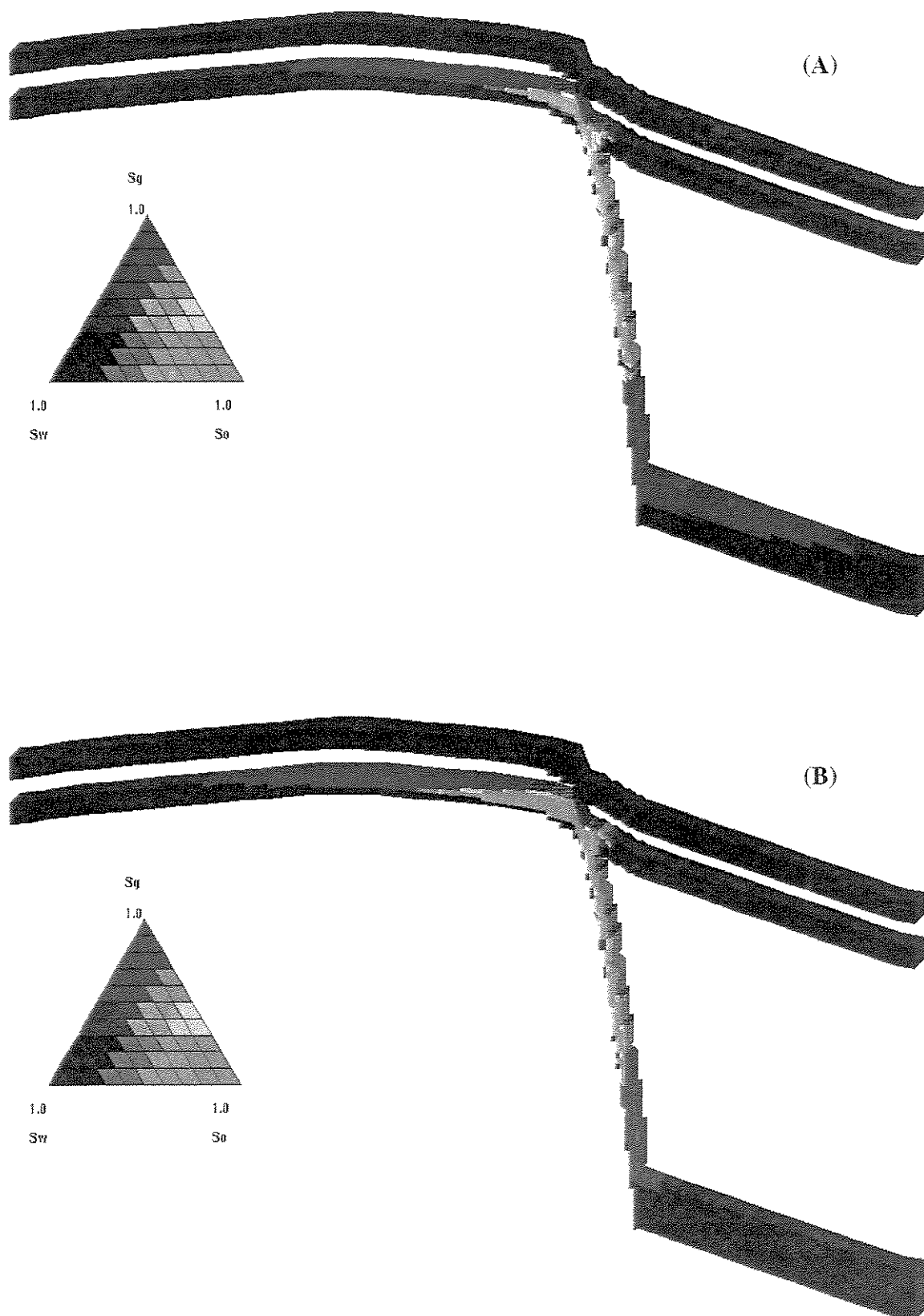


Figura 4.37- Perfis de saturações em 30 e 100 anos (A e B, respectivamente).

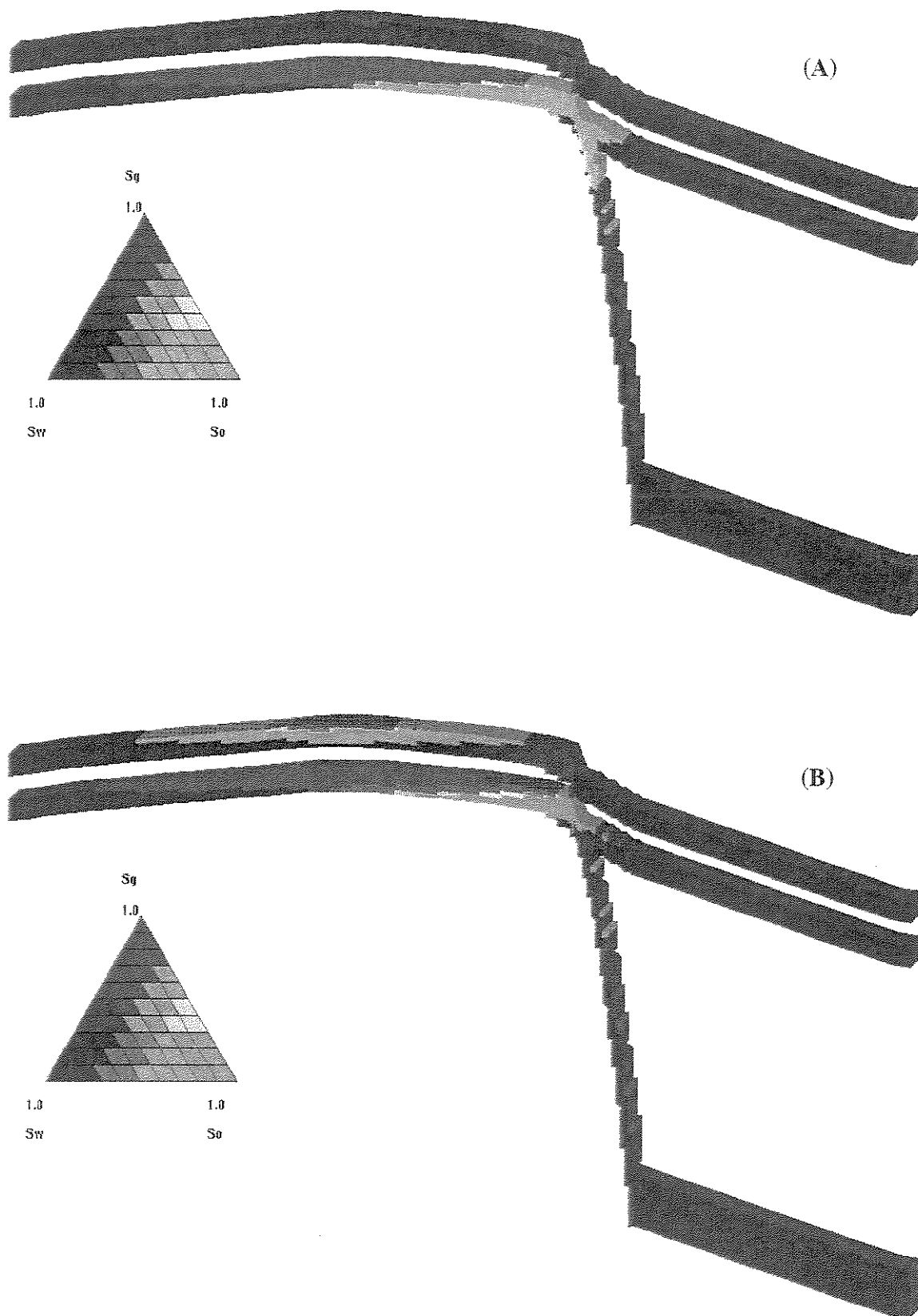


Figura 4.38- Perfis de saturações em 4.000 e 100.000 anos (A e B, respectivamente).

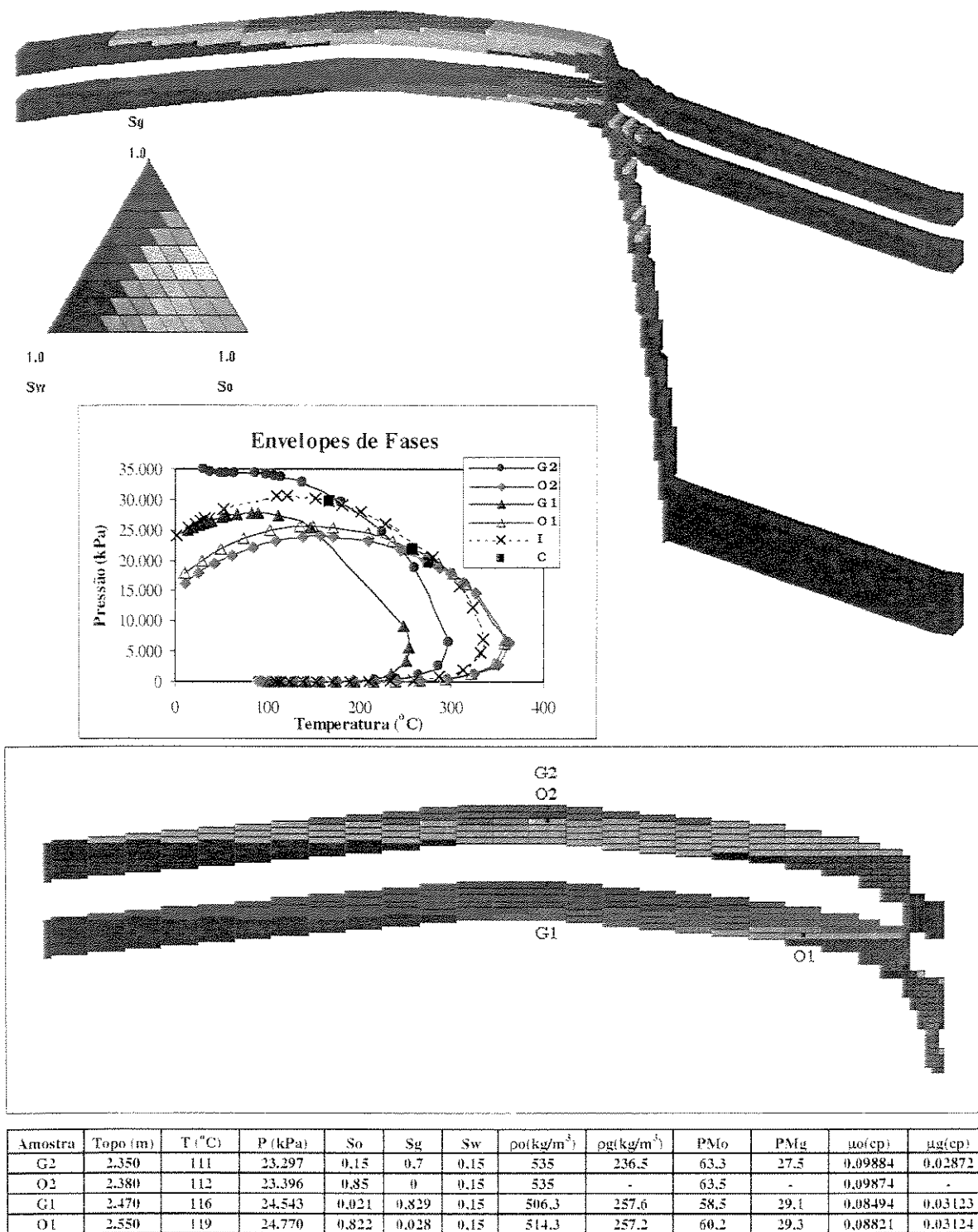


Figura 4.39- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 2 milhões de anos.

4.3.3- Análise dos Resultados

Na inicialização com fluido crítico é registrada a dificuldade de aproximação numérica do simulador pela diferença entre as composições consideradas nas condições iniciais e o posicionamento do banco em relação ao ponto crítico nos dois modelos. De todo modo, há a condensação de óleo na região de separação de fases, que durante a migração apresenta comportamentos diversos: aumento do peso molecular e redução do pseudo-componente $\text{CO}_2\text{-C}_1$ antes de atingir a primeira armadilha e o inverso entre as armadilhas. Logo após o preenchimento os fluidos mais leves (gás e óleo) são encontrados na armadilha mais rasa.

Na análise dos resultados após o preenchimento observa-se que o equilíbrio lateral em uma mesma fase não é plenamente atingido em 5 milhões de anos. Na análise do equilíbrio vertical a tendência geral das fases é de redução e aumento dos pesos moleculares para o gás e óleo, respectivamente, e o estabelecimento de gradientes inversos suaves das propriedades, com valores extremos na região do contato gás/óleo. Diferentemente do caso com inicialização de óleo (Seção 4.2), verifica-se uma variação bem maior nestes gradientes ao longo do tempo, cuja estabilização só se dá após 400.000 anos. As pequenas colunas finais de hidrocarbonetos e o baixo grau de precisão das propriedades na saída do simulador prejudicam uma investigação mais detalhada destes processos.

A análise das composições finais das fases ao término da simulação mostram que nas armadilhas mais rasas dos dois modelos são encontrados os óleos mais pesados, ao contrário daqueles amostrados logo após o preenchimento. Acredita-se que esta inversão é causada pelo cálculo do equilíbrio vertical feito pelo simulador, sem o termo difusivo, e consequentemente depende da posição relativa da amostragem nesta direção.

A interpretação conjunta dos resultados apresentados sugere que, quando o gás e o óleo de uma armadilha tem propriedades relativamente mais próximas, a interação entre as fases é bem mais intensa e duradoura, retardando os equilíbrios vertical e lateral. Para estes casos, é de se esperar que a ausência do termo difusivo nas equações de fluxo influencie ainda mais os resultados, quando comparados às distribuições reais dos fluidos.

A **Figura 4.40** apresenta as relações entre os envelopes de fases das composições finais das fases e da amostra inicial, mostrando mais uma vez que o processo de migração com separação de fases pode resultar em uma considerável diversidade de fluidos.

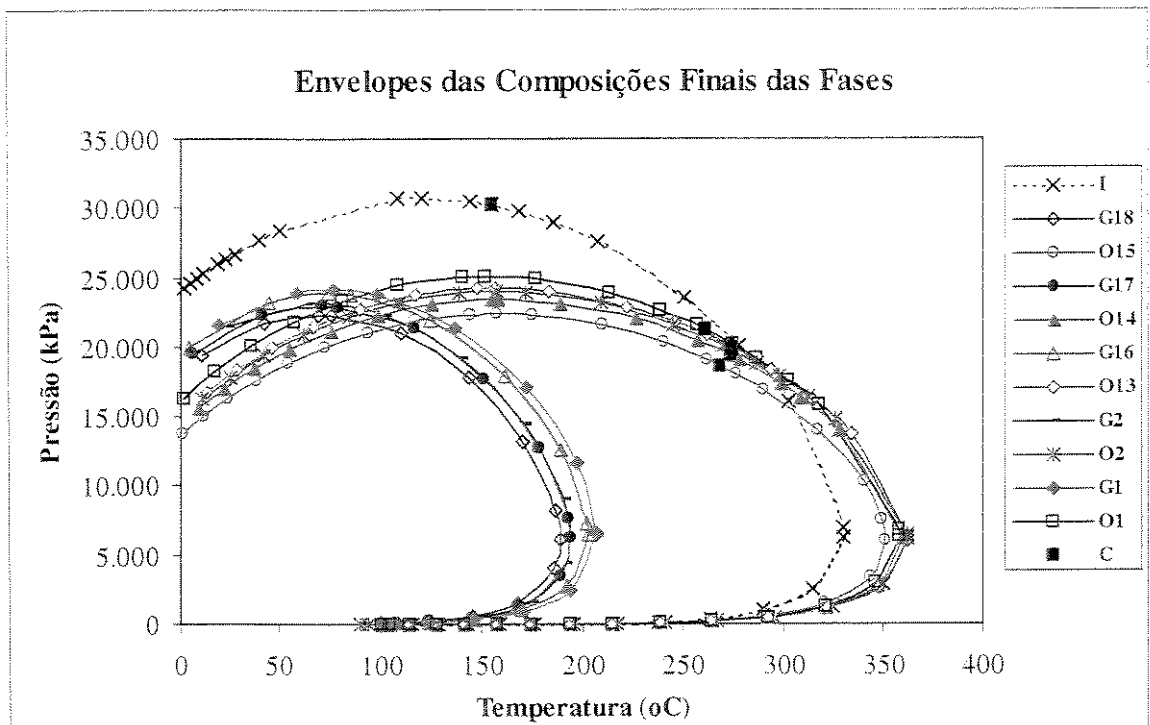


Figura 4.40- Relações entre os envelopes das composições finais das fases gás e óleo do modelo de Gussow (G18, O15, G17, O14, G16 e O13), do modelo com falha (G2, O2, G1 e O1) e da composição inicial (I).

4.4- Banco de Hidrocarbonetos na Região de Gás

4.4.1- Modelo de Gussow

Partindo das condições iniciais, apresentadas na **Figura 4.41-A**, em 90 anos a frente de gás chega à armadilha I. Em 160 anos a primeira armadilha já está preenchida e ao longo da superfície da rocha carreadora observa-se a região de separação das fases (**Figura 4.41-B**). Aqui também gás e óleo, nestas condições, apresentam propriedades bem próximas e o pequeno volume de óleo separado do gás é explicado pela alta razão gás/óleo empregada para a obtenção desta composição inicial, que é discutida no **Capítulo 3**. Parte deste óleo migra juntamente com o final da frente de gás e o restante é retido ao longo da rocha carreadora como óleo residual. Com 210 anos o gás atinge a armadilha II (**Figura 4.42**) e em 475 anos a armadilha III (**Figura 4.43**). Verifica-se para o gás a mesma diferenciação observada nos casos anteriores (G6 x G5 x G4) e o óleo acumulado na armadilha I já apresenta características bem distintas (O2 x O1). Em 700 anos nota-se na armadilha II o início de uma condensação do gás (**Figura 4.44**), cuja saturação aumenta em 10.000 anos (**Figura 4.45**) e em 5 milhões de anos (**Figura 4.46**). Como produto de um gás mais diferenciado, o óleo final da armadilha II é mais leve do que o migrado e acumulado na armadilha I (O8 x O7).

Na análise dos perfis contra a profundidade das três armadilhas logo após o preenchimento e ao final da simulação, mais uma vez é selecionada a propriedade massa específica do gás para ilustrar os resultados obtidos (**Figura 4.47**). É verificada a busca pelo equilíbrio lateral e os contrastes abruptos na região dos contatos entre fluidos. Entretanto, observa-se que os gradientes inversos nas zonas de gás são bem suaves, sendo que na armadilha I é encontrado um perfil normal, com as menores massas específicas no topo da coluna. Tal fato pode ser compreendido se considerarmos a ausência de uma zona de óleo, que propicia uma maior variação das propriedades do gás. As restrições a uma interpretação mais detalhada, devido às pequenas espessuras de hidrocarbonetos e à inadequação do grau de precisão das propriedades para estes fluidos, valem também para este caso.

A análise detalhada dos perfis B e E (armadilhas I e II, respectivamente) mostra, como no caso inicializado com fluido crítico, que a massa específica do gás apresenta distribuição bastante variada ao longo do tempo (**Figura 4.48**). Os gradientes aparentemente não se encontram estabilizados em 5 milhões de anos: no perfil E a inversão é acentuada e no perfil B há a redução do gradiente normal.

Na **Tabela 4.7** estão descritas as composições finais das fases das amostras selecionadas ao término da simulação. Ao contrário dos casos anteriores, o óleo da armadilha II apresenta características mais voláteis do que o da armadilha I. Tal fato deve-se à sua origem, causada pela condensação de um gás mais diferenciado na própria trapa.

Tabela 4.7- Modelo de Gussow com banco na região de gás - composições finais das frações gasosa e oleica das amostras analisadas.

Amostra	Fluido	Composição					
		CO ₂ -C ₁	N ₂ -C ₂	C ₃ -C ₅	C ₆ -C ₁₀	C ₁₁ -C ₂₁	C ₂₂₊
G15	Gás	0,700	0,125	0,115	0,051	0,009	0
G14	Gás	0,695	0,125	0,116	0,053	0,011	0
O8	Óleo	0,494	0,114	0,152	0,144	0,092	0,006
G13	Gás	0,691	0,125	0,117	0,055	0,012	0
O7	Óleo	0,486	0,112	0,149	0,142	0,098	0,013

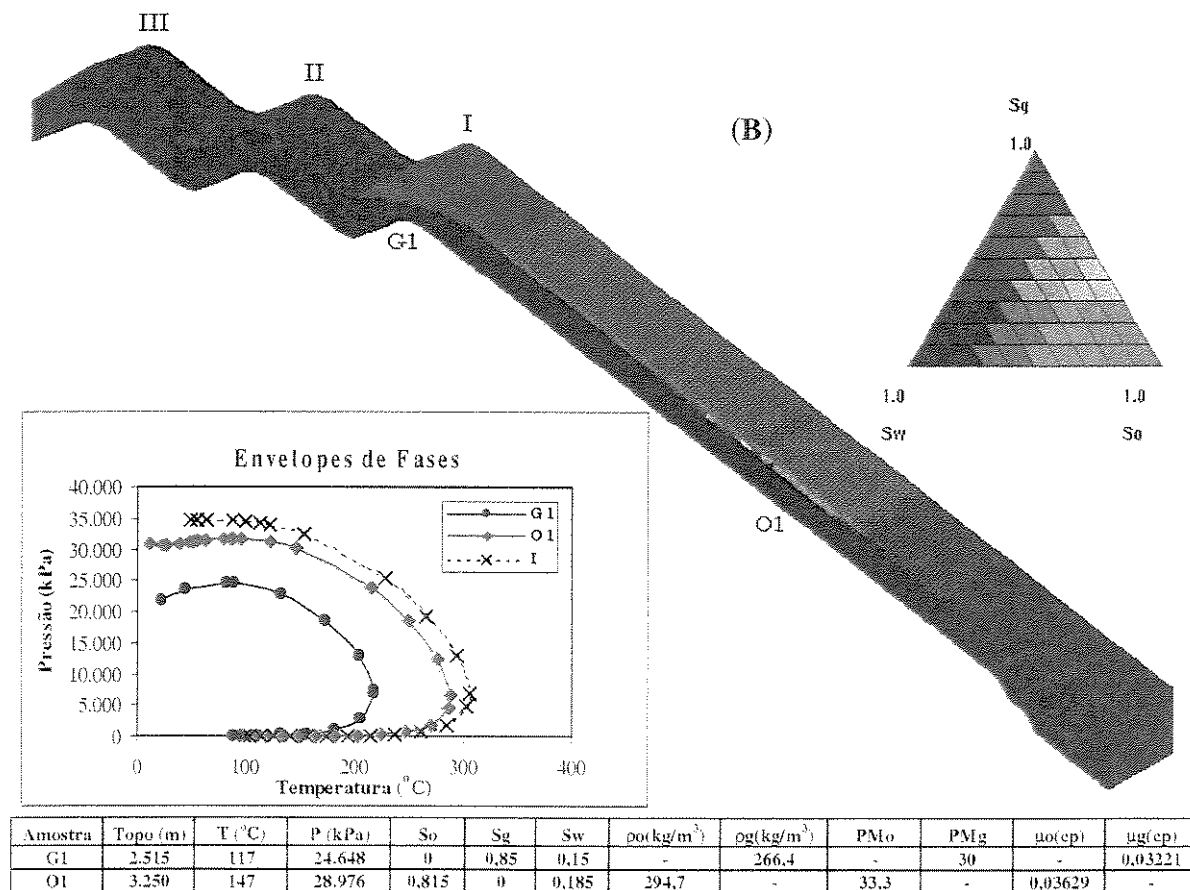
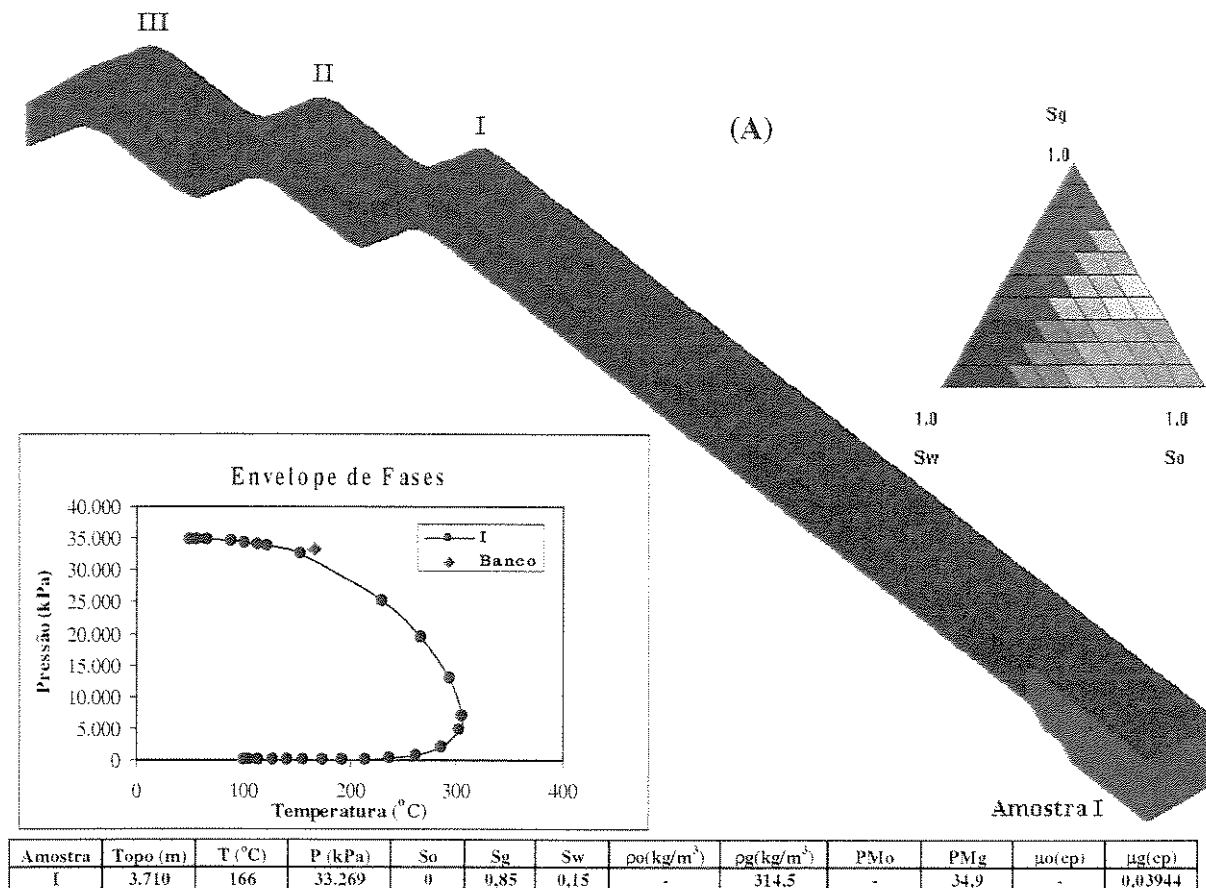


Figura 4.41- Modelo de Gussow com banco na região de gás. Perfis de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados na condição inicial (A) e em 160 anos (B).

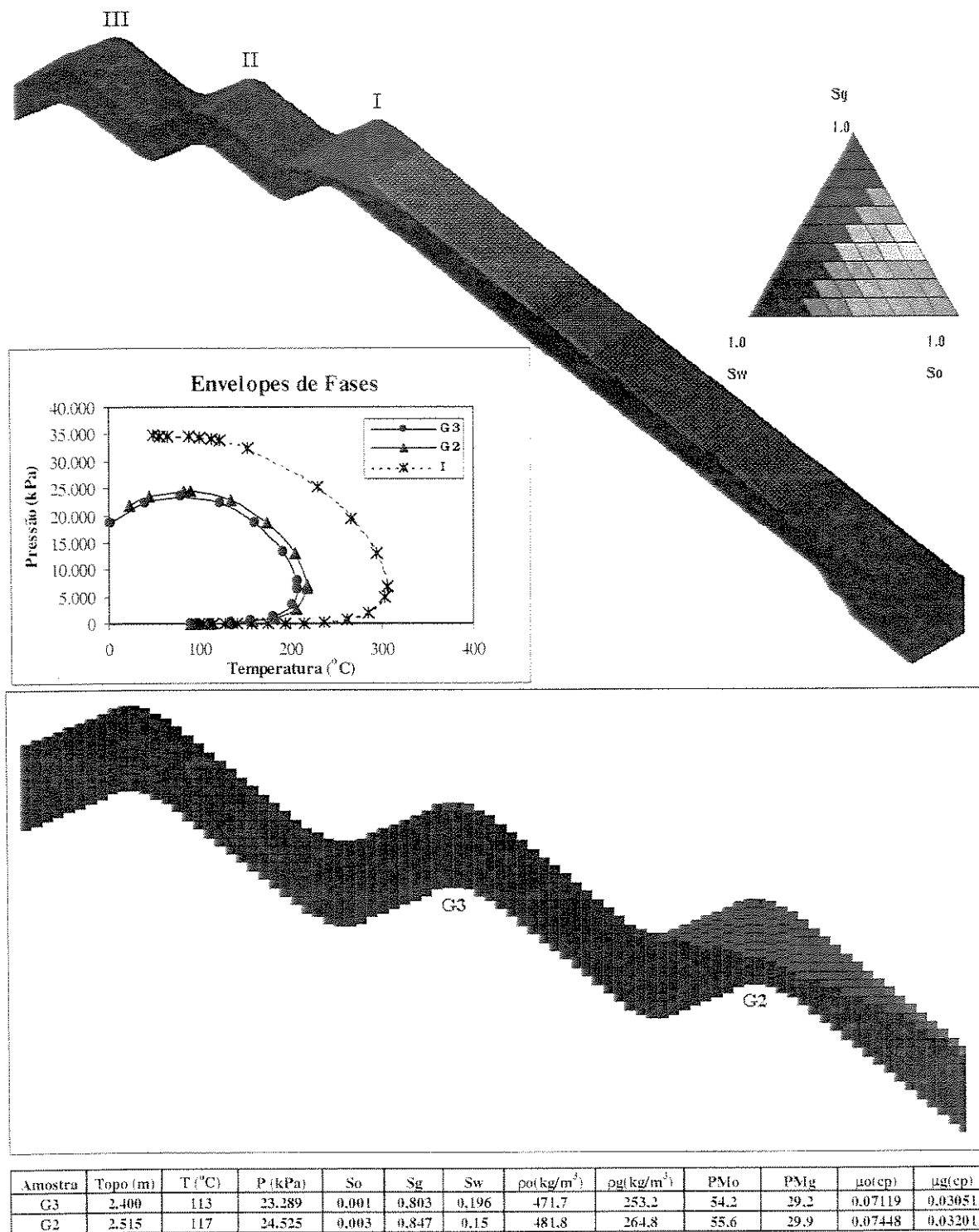


Figura 4.42- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 210 anos.

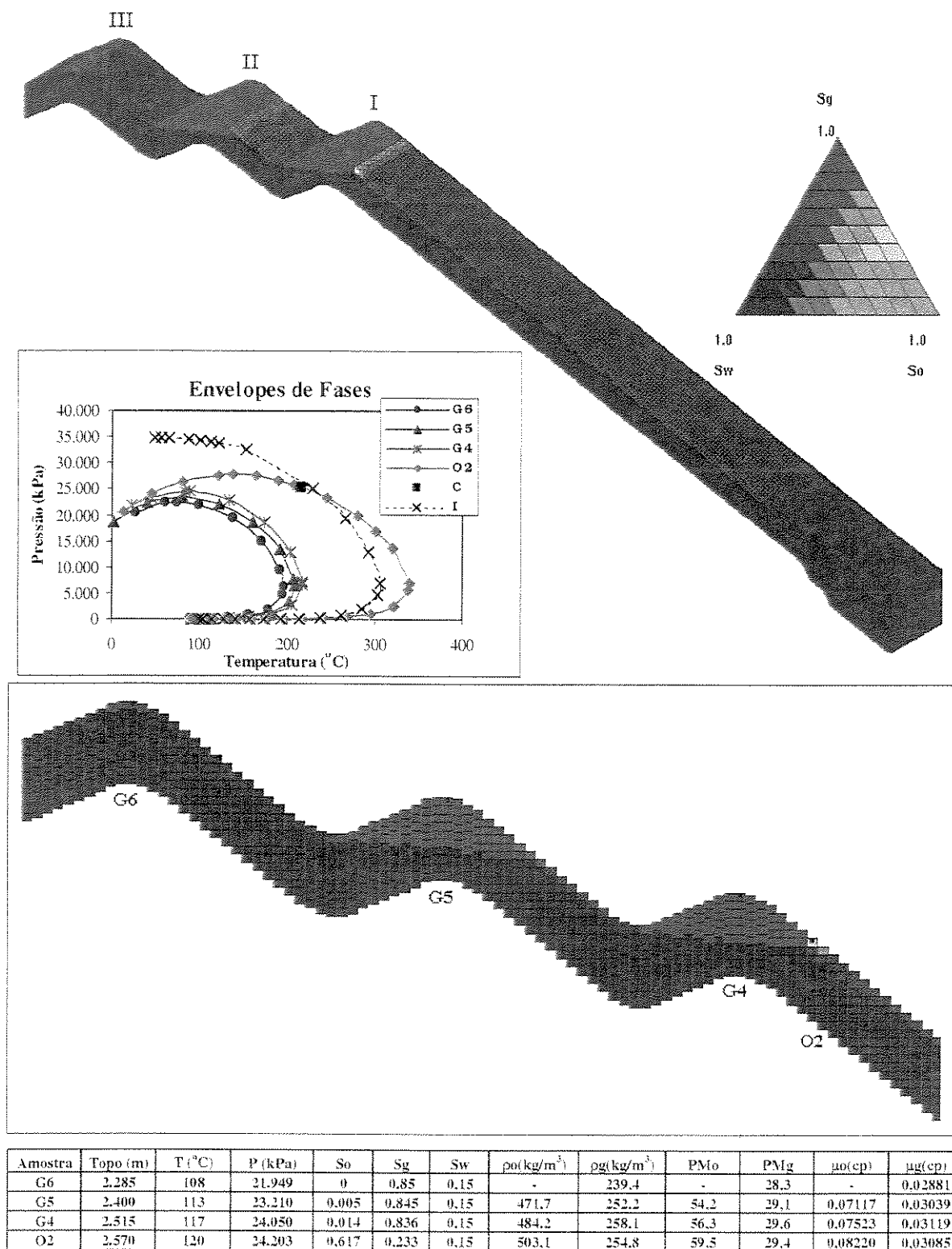


Figura 4.43- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 475 anos.

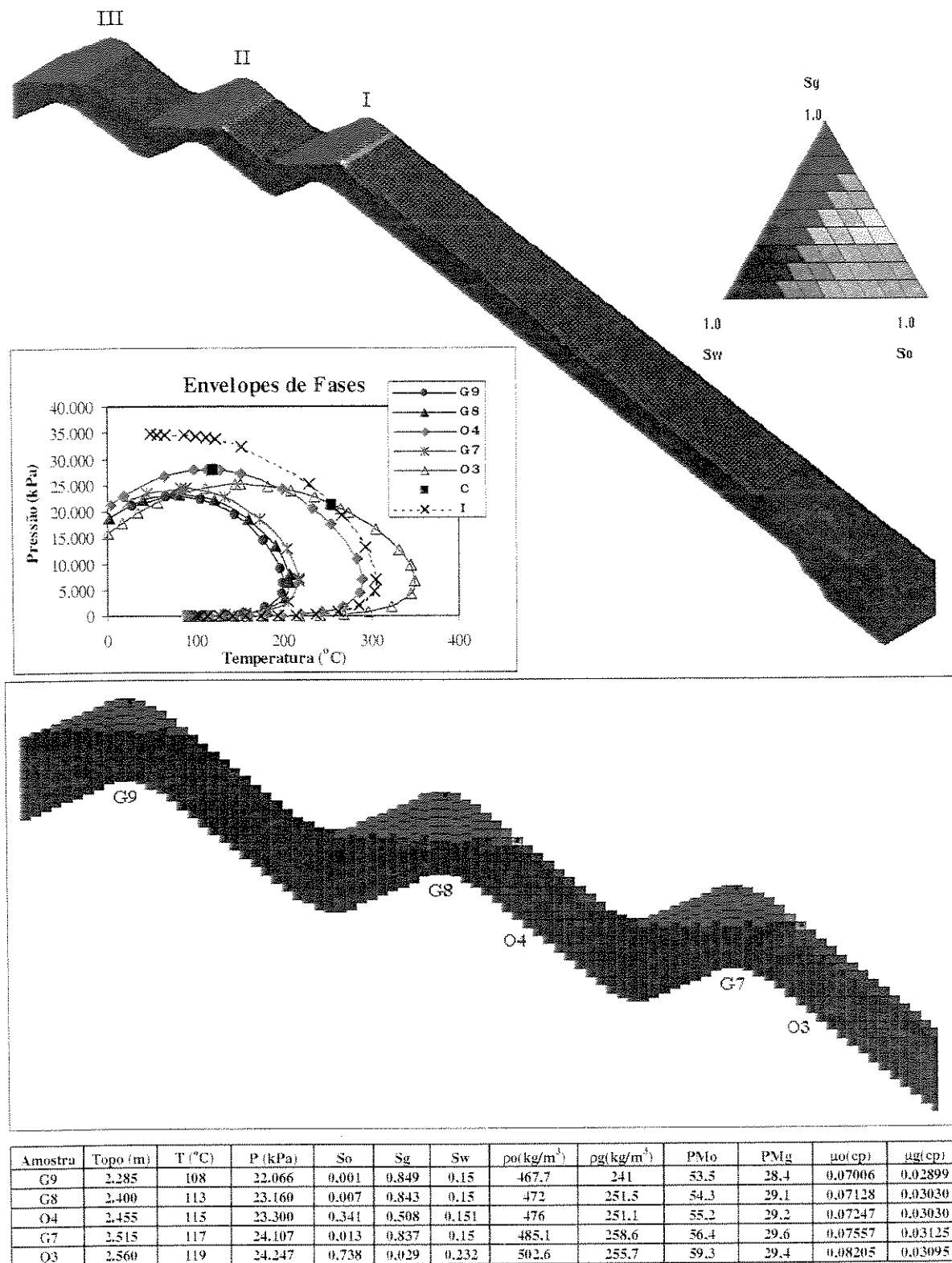


Figura 4.44- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 700 anos.

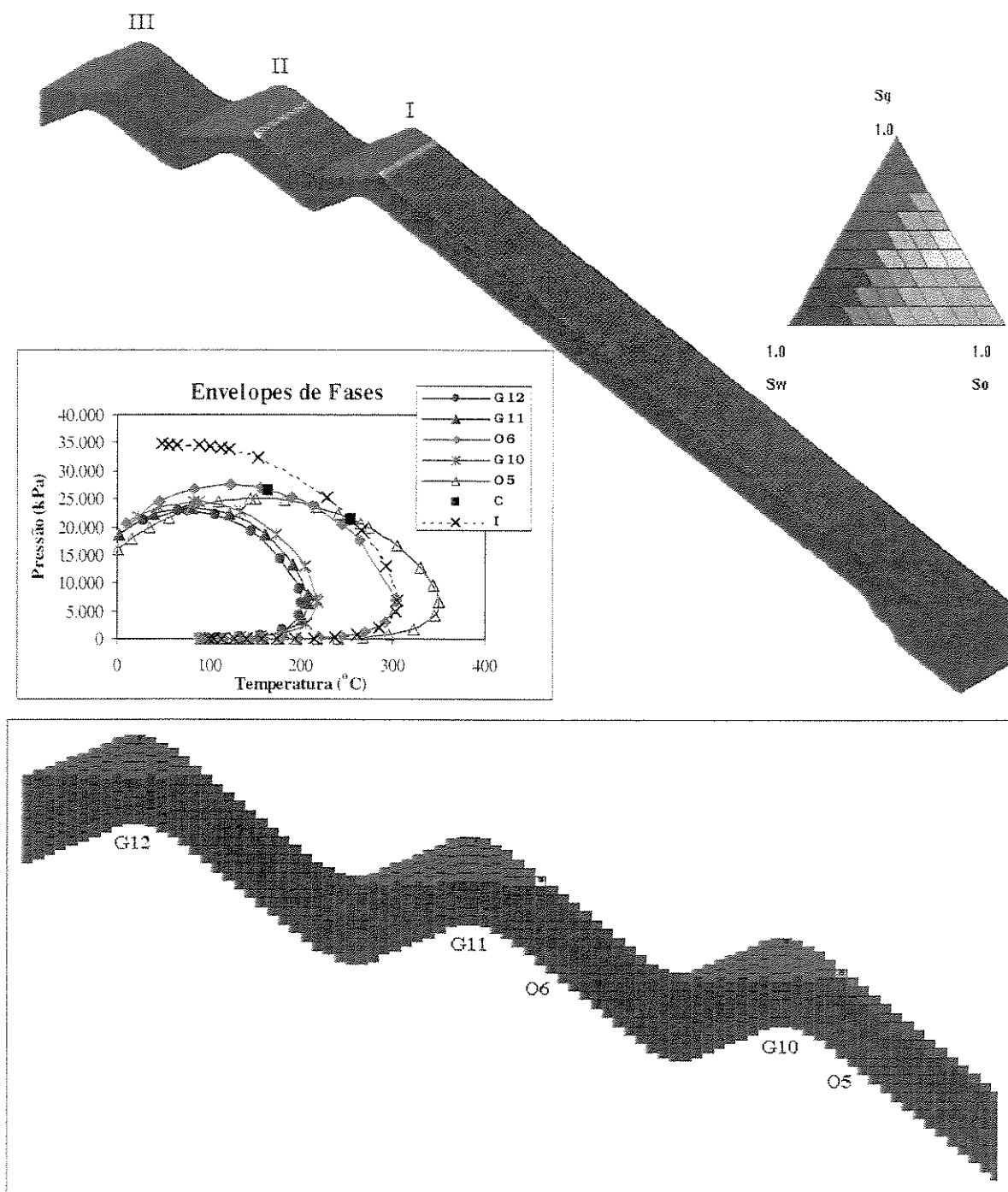


Figura 4.45- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 10.000 anos.

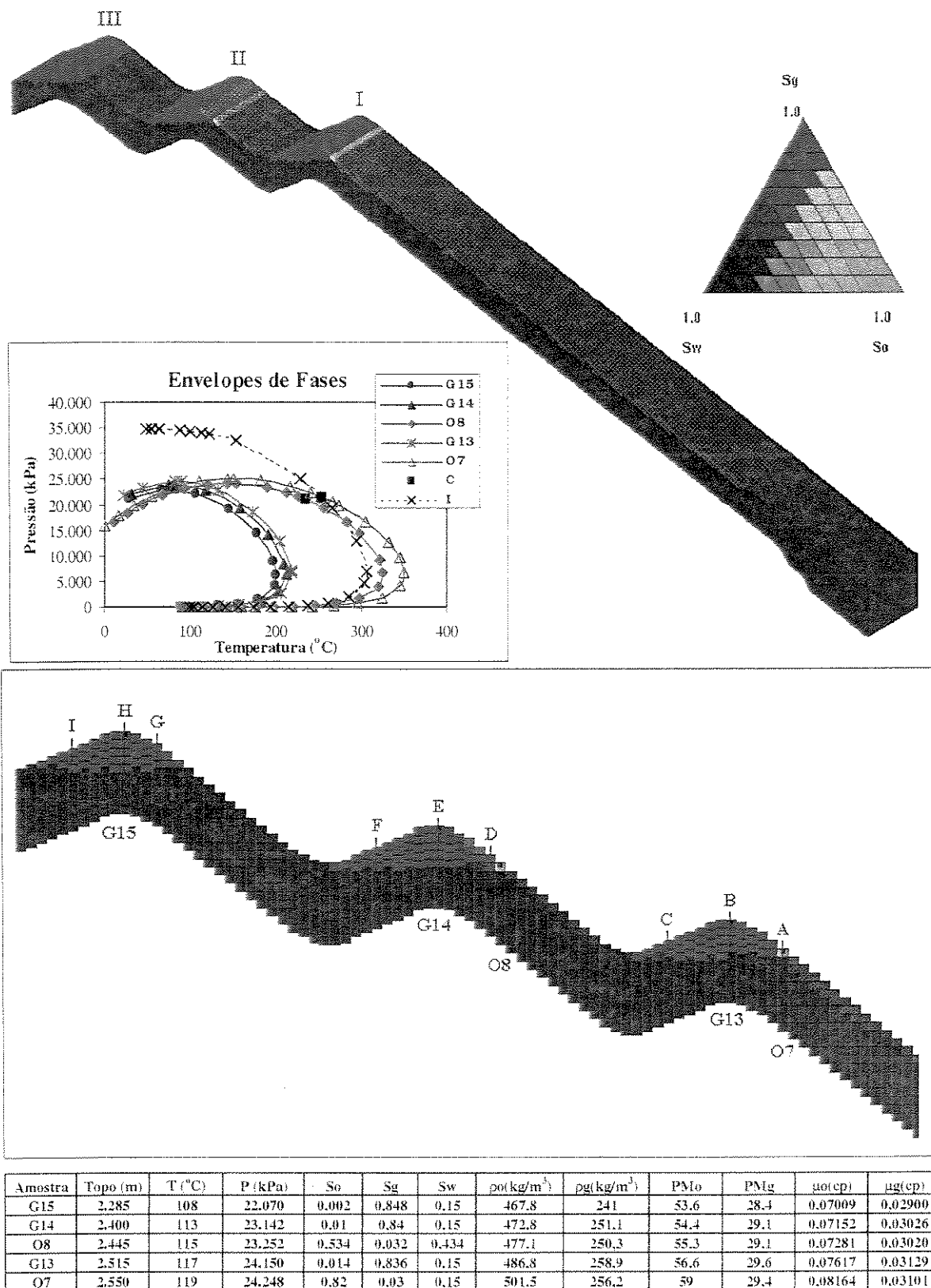
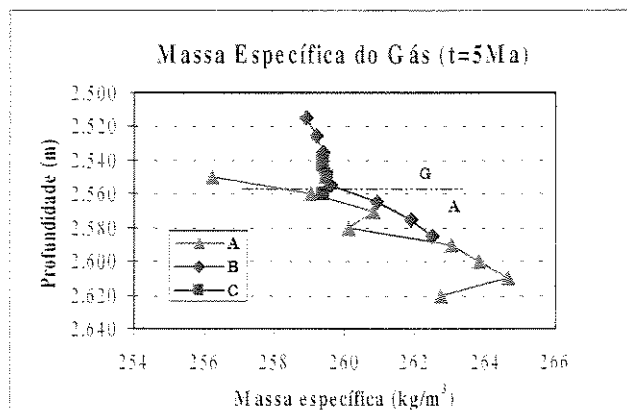
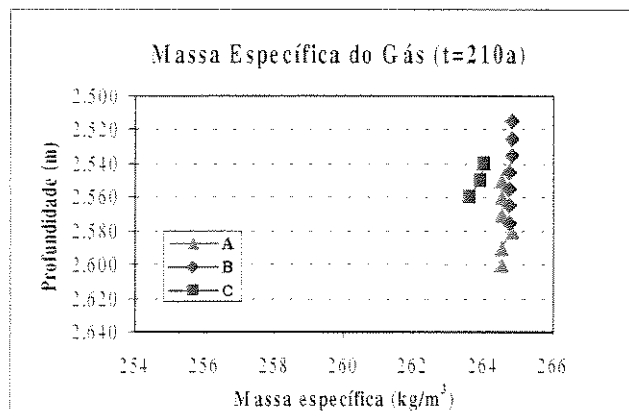
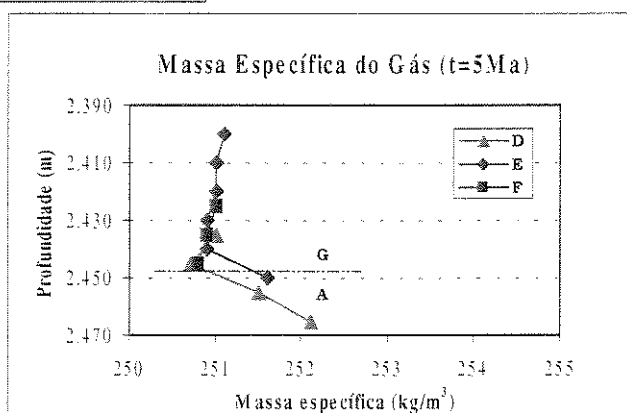
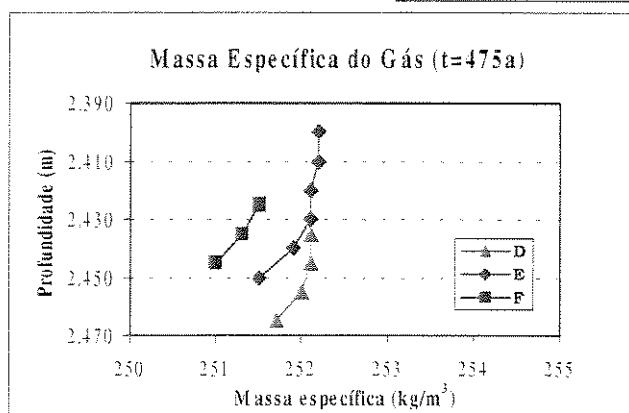


Figura 4.46- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 5 milhões de anos.

Armadilha I



Armadilha II



Armadilha III

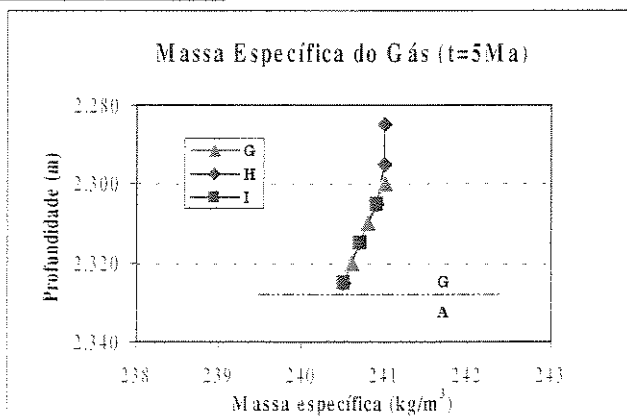
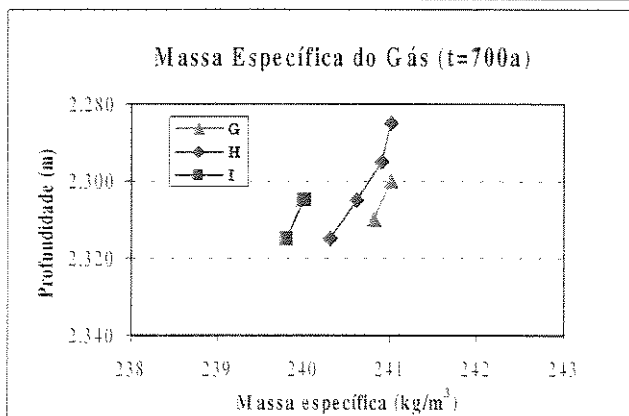


Figura 4.47- Comportamento das massas específicas do gás nas três armadilhas após o preenchimento e ao término da simulação. G/A: contato gás/água.

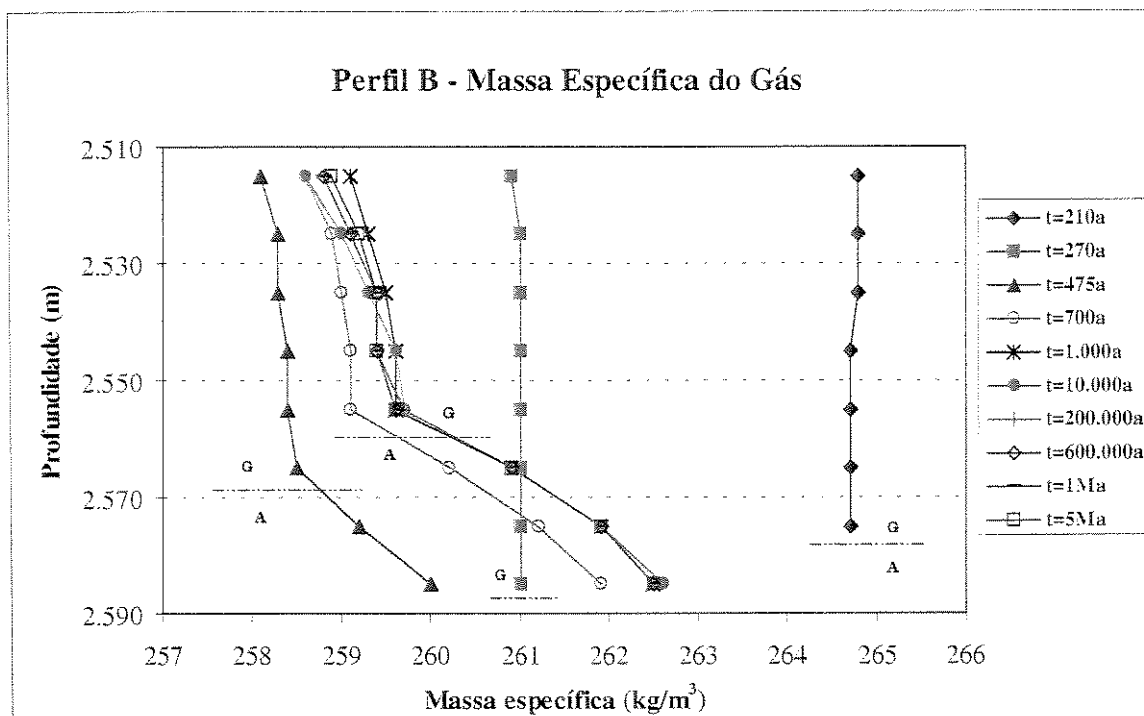


Figura 4.48- Detalhamento do comportamento da massa específica do gás nos perfis B e E ao longo do tempo.

4.4.2- Modelo com Falha

A **Figura 4.49** ilustra as condições iniciais do modelo. Em 11 anos a frente de gás já está no topo do reservatório inferior, cuja separação se dá ao longo da falha (**Figura 4.50-A**). Aos 45 anos mais uma vez passa algum gás para a armadilha superior (**Figura 4.50-B**), mas a migração só se estabelece aos 1.400 anos, onde pode-se observar também a concentração de óleo ao longo da falha (**Figura 4.51-A**). Aos 100.000 anos já há volume considerável de gás na armadilha superior (**Figura 4.51-B**), mas a migração só se encerra aos 250.000 anos, quando se observa o início de uma concentração de óleo nas proximidades da falha. A situação do modelo ao final da simulação (2 milhões de anos) encontra-se na **Figura 4.52** e as composições finais das fases na **Tabela 4.8**. Aqui também, na armadilha mais rasa são encontrados os fluidos mais leves (gás e óleo).

Tabela 4.8- Modelo com falha e banco na região de gás - composições finais das frações gasosa e oléica das amostras analisadas.

Amostra	Fluido	Composição					
		CO ₂ -C ₁	N ₂ -C ₂	C ₃ -C ₅	C ₆ -C ₁₀	C ₁₁ -C ₂₁	C ₂₂₊
G2	Gás	0,692	0,125	0,117	0,054	0,012	0
O2	Óleo	0,496	0,113	0,149	0,139	0,092	0,011
G1	Gás	0,690	0,124	0,117	0,055	0,013	0
O1	Óleo	0,494	0,112	0,147	0,137	0,095	0,016

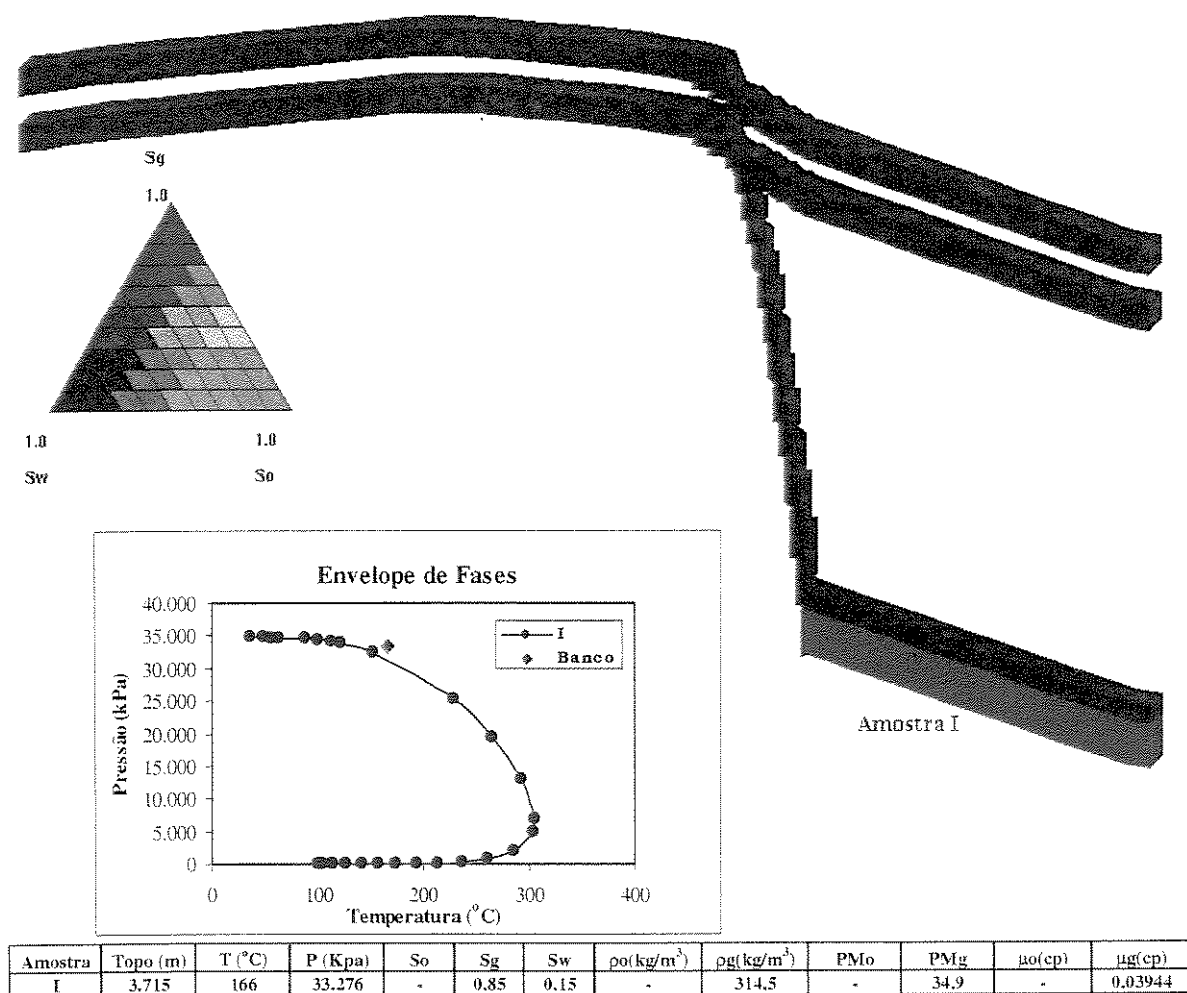


Figura 4.49- Modelo com falha e banco na região de gás - perfil de saturações, envelope de fases e propriedades do gás na condição inicial.

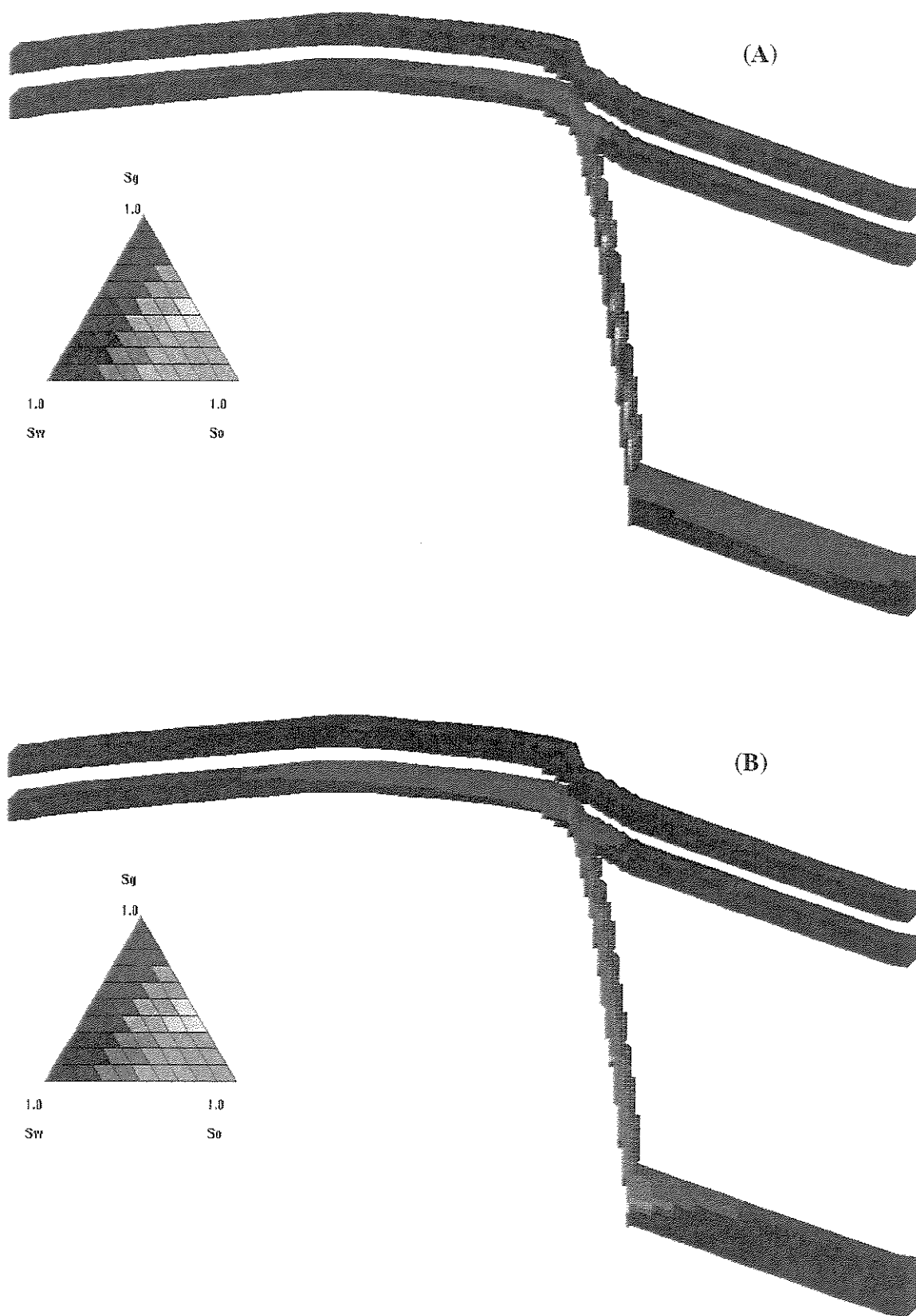


Figura 4.50- Perfis de saturações em 11 e 45 anos (A e B, respectivamente).

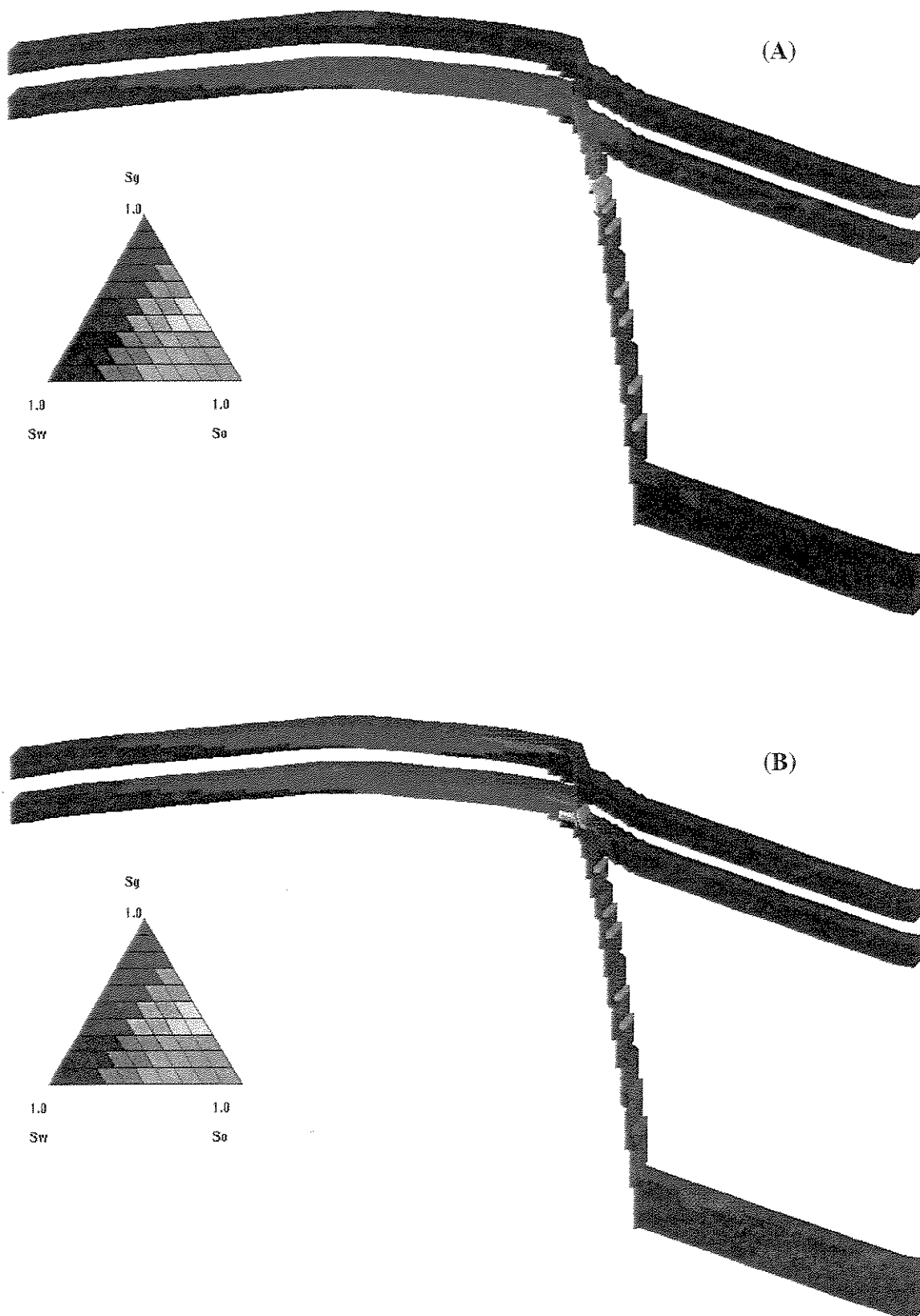


Figura 4.51- Perfis de saturações em 1.400 e 100.000 anos (A e B, respectivamente).

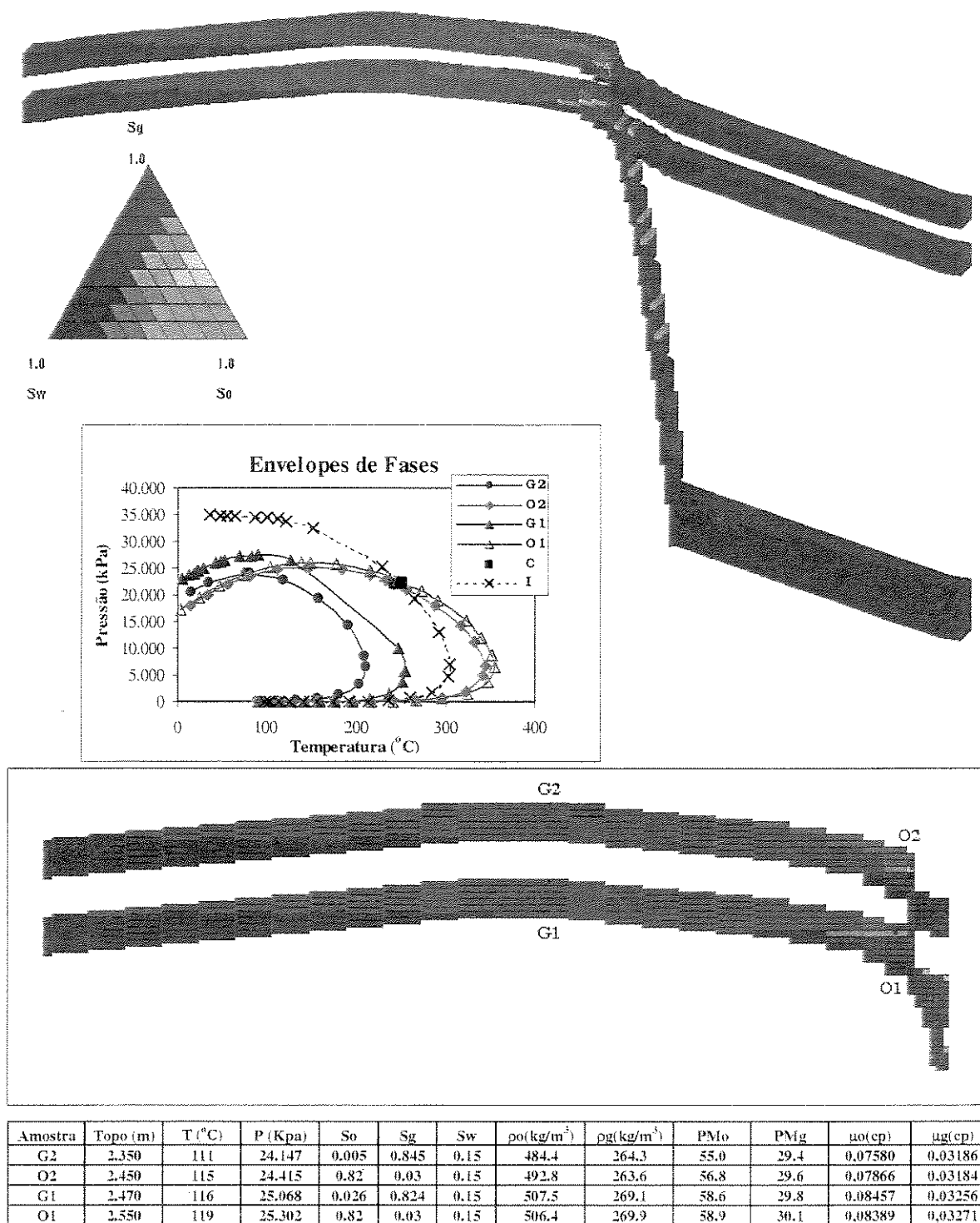


Figura 4.52- Perfil de saturações, envelopes de fases e propriedades dos fluidos amostrados em 2 milhões de anos.

4.4.3- Análise dos Resultados

Como o previsto, nestes casos são registrados os menores tempos de migração, ocasionados pelas características do gás inicializado no modelo, que determina também o reduzido volume de óleo liberado na separação de fases.

No modelo de Gussow verifica-se para ambos os fluidos a mesma diferenciação observada nos casos anteriores: nas porções mais rasas o gás é progressivamente mais leve e o óleo, que fica retido na primeira armadilha, sofre um aumento do peso molecular e uma redução na concentração dos pseudo-componentes mais voláteis. Em resposta às condições de temperatura e pressão, há a segregação de óleo a partir do gás acumulado na armadilha intermediária.

Após o preenchimento, observa-se nas três armadilhas a busca pelo equilíbrio lateral e os contrastes abruptos nas propriedades na região dos contatos gás/água. A ausência de uma zona de óleo faz com que os gradientes sejam mais suaves, chegando a distribuições normais na armadilha mais profunda, onde aparentemente o equilíbrio vertical não é atingido ao término da simulação.

Como resultado final, nas armadilhas mais rasas concentram-se fluidos relativamente mais leves (gás e óleo) do que nas armadilhas mais profundas. A **Figura 4.53** ilustra as relações entre os envelopes das composições finais das fases entre os dois modelos e a amostra inicial.

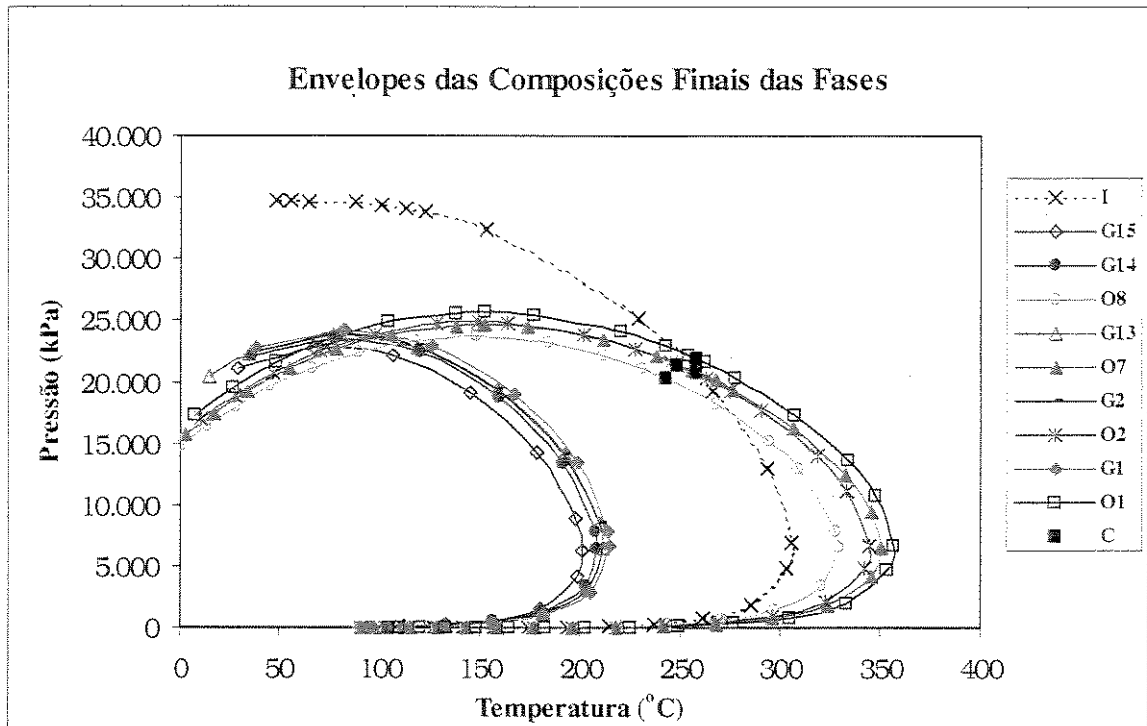


Figura 4.53- Relações entre os envelopes das composições finais das fases gás e óleo do modelo de Gussow (G15, G14, O8, G13 e O7), do modelo com falha (G2, O2, G1 e O1) e da composição do gás inicial (I).

Capítulo 5

Conclusões

Neste estudo são investigadas as variações composicionais dos hidrocarbonetos resultantes do processo de separação de fases na migração secundária, com o preenchimento de armadilhas estruturais. Os resultados encontrados levam às conclusões descritas a seguir.

O simulador de PVT revela-se uma eficiente e ágil ferramenta na análise de fluidos, com aplicação direta em estudos de reservatórios portadores de hidrocarbonetos com composição variada. Operações como fracionamento de componentes pesados (C_{n+}), agrupamento em pseudo-componentes, expansões/compressões *flash*, recombinações a diferentes razões gás/óleo e, finalmente, o ajuste de equação de estado aos experimentos de laboratório permitem a obtenção das amostras utilizadas na modelagem.

O modelo de aprisionamento diferencial de Gussow, que explica acumulações de gás e óleo com relações estruturais inversas, é reproduzido satisfatoriamente. Em resposta às novas condições de pressão e temperatura, os fluidos nas armadilhas podem sofrer novo processo de separação de fases, dando origem a diferentes composições de gás e óleo.

Resultados semelhantes são obtidos na migração vertical, com a introdução de barreiras de permeabilidade ao longo das falhas, que naturalmente são meios bastante heterogêneos e podem perfeitamente controlar a diferenciação dos hidrocarbonetos durante a migração.

Os volumes de gás e óleo liberados em todo o processo dependem da composição inicial do fluido e da distância relativa entre a armadilha e o banco de hidrocarbonetos, que em última análise determinam a posição em que se dá a separação das fases.

Durante a migração do gás é verificada a redução contínua do peso molecular associada ao aumento da concentração dos pseudo-componentes mais voláteis da mistura. Para o óleo dá-se o inverso: há o incremento progressivo do peso molecular decorrente da perda das frações leves para a fase gasosa. No óleo formado pela condensação do fluido crítico inicializado como gás, verifica-se que na migração entre as armadilhas o comportamento é análogo ao do gás. Tal fato é explicado pela proximidade entre as propriedades de ambas as fases, onde o óleo uma vez acumulado na primeira armadilha tem maior disponibilidade de componentes leves para a continuidade do processo. A **Figura 5.1** ilustra o comportamento dos fluidos ao longo da migração, para os três casos analisados.

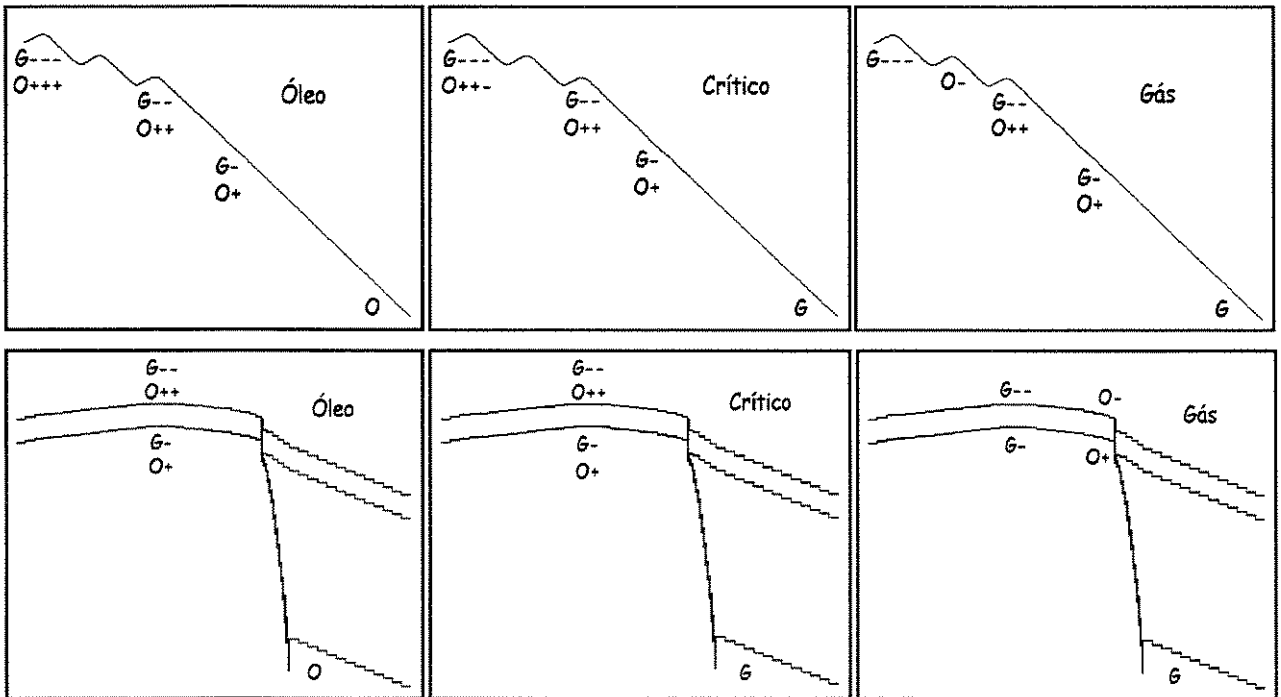


Figura 5.1- Comportamento dos fluidos durante a migração secundária, com os bancos iniciais de hidrocarbonetos nas regiões de óleo, fluido crítico e gás. Os sinais + e - representam os pesos moleculares.

Após o preenchimento das armadilhas os fluidos buscam os equilíbrios vertical e lateral em resposta às respectivas condições de pressão e temperatura. A análise do equilíbrio vertical é fortemente prejudicada pela ausência do termo difusivo nas equações de fluxo e pelo grau de

precisão das propriedades na saída do simulador, cujo número de casas decimais muitas vezes é insuficiente para se diagnosticar as variações. O fato de não considerar a difusão molecular, que afeta diretamente a segregação gravitacional dos componentes, faz com que as trocas entre as fases adquiram maior importância no processo e, conseqüentemente, no contato gás/óleo se encontrem os maiores contrastes, podendo ocorrer o estabelecimento de gradientes inversos das propriedades dentro de uma mesma fase. Quanto mais volátil o óleo, mais intensa e duradoura é a interação com a fase gasosa, retardando o equilíbrio e tornando as diferenças entre as propriedades mais sutis. Nestes casos, o termo difusivo e a maior precisão das propriedades tornam-se fundamentais para uma análise mais detalhada.

Ao término das simulações, nos casos analisados com o banco nas regiões de óleo e fluido crítico, é constatado que nas armadilhas mais rasas são encontrados os gases mais leves e os óleos mais pesados. Este resultado, no caso do fluido crítico, é contrário àquele encontrado ao término da migração. Acredita-se que a causa seja o cálculo do equilíbrio vertical feito pelo simulador, sem o termo difusivo, e conseqüentemente esta inversão depende da posição relativa da amostragem nesta direção. Na inicialização com gás a distribuição do óleo é inversa, onde aquele da armadilha mais rasa resulta da condensação de um gás, mais diferenciado, no próprio reservatório.

O óleo residual, encontrado ao longo das rotas de migração, registra a pretérita passagem do óleo e apresenta a mesma diferenciação observada durante a migração secundária. Sob uma ótica exploratória, estes resultados sugerem que amostragens deste tipo podem fornecer subsídios à estimativa da composição da acumulação a ser prospectada.

Apesar das simplificações geológicas, das malhas com reduzido número de células e do agrupamento em pseudo-componentes, as simulações revelam-se de longa duração, face ao esforço computacional requerido pelo modelo composicional. É recomendada a análise da sua viabilidade nas escalas mega a gigascópica, considerando armadilhas com maiores dimensões, maiores volumes de hidrocarbonetos, propriedades de rocha/fluido mais próximas à realidade, fluidos com maior número de componentes, e malhas de simulação tridimensionais, mais refinadas, com maior número de células ou mesmo outros tipos de malhas.

Por se tratar de uma modelagem teórica, não é possível verificar a capacidade do simulador em reproduzir situações reais. Para isto, é sugerido um estudo utilizando experimentos de laboratório ou mesmo simulações onde, a partir da composição estimada para os hidrocarbonetos formados na janela de geração, os fluidos finais sejam comparados às análises PVT da acumulação resultante da migração. Neste último, dificuldades adicionais são esperadas devido ao simulador não considerar a variação da temperatura.

Os resultados encontrados indicam que o simulador composicional pode ser aplicável em estudos de migração, já que nesta fase o movimento preponderante é a convecção. Por outro lado, na análise dos processos pós-preenchimento, a inclusão do termo difusivo e o aumento do grau de precisão das propriedades dos componentes nas equações de escoamento consideradas pelo simulador mostram-se imprescindíveis, principalmente quando se trabalha com fluidos em condições próximas ao ponto crítico.

Referências bibliográficas

- AMYX, J.W.; BASS JR., D.M.; WHITING, R.L. *Petroleum reservoir engineering – physical properties*. New York: McGraw-Hill, 1960, 610p.
- BRAESTER, C., FLIGELMAN, H., KASHAI, E. Hydrocarbon accumulations on the Dead Sea Graben: a simulation approach. *Journal of Petroleum Geology*, v. 14, no. 2, p. 181-196, april 1991.
- BRIGGS, PETER et alii. Trends in Reservoir Managgement. *Schlumberger Oilfield Review*, jan., 1992.
- CMGPROP – Phase behavior package. Computer Modelling Group, CMG, Manual do usuário, versão 96.
- CRAFT, B.C. & HAWKINS, M.F. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Englewood. Cliffs, N.J.: Prentice-Hall, 1959.
- DEMAISON, G. & HUIZINGA, B.J. Genetic classification of petroleum systems using three factors: charge, migration and entrapment. In: L.B. Magoon & W.G. Dow (Eds.) *The petroleum system - from source to trap*. AAPG Memoir 60, p. 73-89, 1994.
- DURAND, B. Understanding of migration in sedimentary basins (present stage of knowledge). In: L. Matavelli & L. Novelli (Eds.) *Advances in Organic Geochemistry*. Oxford, Pergamon Press, *Organic Geochemistry*, 13, p. 445-459, 1988.
- ENGLAND, W.A. The organic geochemistry of petroleum reservoirs. In: B. Durand & F. Behar (Eds.) *Advances in Organic Geochemistry*. Oxford, Pergamon Press, *Organic Geochemistry*, 16, p. 415-426, 1990.

- ENGLAND, W.A. & MACKENZIE, A. S. Some aspects of the organic geochemistry of petroleum fluids. *Geologische Rundschau*, v. 78, p. 291-303, 1989.
- ENGLAND, W.A.; MACKENZIE, A.S.; MANN, D.M.; QUIGLEY, T.M. The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface. *Journal of Geological Society*, v. 144, p. 327-347, 1987.
- GARVEN, G. A hydrogeologic model for the formation of the giant oil sands deposits of the Western Canada sedimentary basin. *American Journal of Science*, v. 289, p. 105-166, 1989.
- GEM – General adaptative implicit equation of state compositional model. Computer Modelling Group, CMG, Manual do usuário, versão 98.
- GUSSOW, W.C. Differential entrapment of oil and gas: a fundamental principle. *AAPG Bulletin*, v. 38, p.816-853, 1954.
- HERMANRUD, C. Basin modelling techniques - an overview. In: A.G. Doré et al. (Eds.) *Basin modelling: advances and applications*. Norwegian Petroleum Society (NPF) Special Publication, 3, Elsevier, Amsterdam, p. 1-34, 1993.
- HEUM, O.R.; DALLAND, A.; MEISINGSET, K.K. Habitat of hydrocarbons at Haltenbanken (PVT-modelling as a predictive tool in hydrocarbon exploration) In: A.M. Spencer et al. (Eds.) *Habitat of hydrocarbons on the Norwegian Continental Shelf*. Graham & Trotman, London, p. 259-274, 1986.
- KROOS, B. M.; BROTHERS, L.; ENGEL, M.H. Geochromatography in petroleum migration: a review. In: A.J. Fleet & W.A. England (Eds.) *Petroleum migration: Geological Society Special Publication*, 59: 149-163, 1991.
- LAFARGUE, E. & BARKER, C. Effects of water washing on crude oil compositions. *AAPG Bulletin*, v. 72, p. 263-276, 1988.

- LARTER, S. & MILLS, N. Phase controlled molecular fractionations in migrating petroleum charges. In: A.J. Fleet & W. A. England (Eds.) Petroleum migration: Geological Society Special Publication, 59, p. 137-147, 1991.
- LIES, H. & LETOURNEAU, J. Numerical modelling of the hydrodynamically trapped Milk River Gas Field, western Canada. The Journal of Canadian Petroleum Technology, v. 34, n. 10, p. 25-30, december 1995.
- MAGOON, L.B. & DOW, W.G., eds. The petroleum system - from source to trap. AAPG Memoir 60, p. 3-24, 1994.
- MATTAX, C.C. & DALTON, R.L. *Reservoir simulation*. SPE Monograph Series, Richardson, TX, 1990, 173p.
- McAULIFFE, C.D. Oil and gas migration: chemical and physical constraints. In: W.H. Roberts & J.R. Cordell (Eds.) Problems in petroleum migration: AAPG Studies in Geology, 10, p. 89-107, 1980.
- McCAIN JR., W.D. *The properties of petroleum fluids*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 2nd ed., 1990, 548p.
- MELLO, M.R. et al.. Apostila de Geoquímica do Petróleo. PETROBRÁS/CENPES/DIVEX/SEGEQ, 1984.
- NAKAYAMA, K. & LERCHE, I. Basin analysis by model simulation: effects of geologic parameters on 1D and 2D fluid flow systems with application to na oil field. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, v. 37, p. 175-184, 1987.
- NAKAYAMA, K. & VAN SICLEN, D.C. Simulation model for petroleum exploration. AAPG Bulletin, v. 65, p. 1230-1255, 1981.
- NEGLIA, S. Migration of fluids in sedimentary basins. AAPG Bulletin, v. 63, p. 573-597, 1979.

- NOBLE, R.A.; WU, C.H.; ATKINSON, C.D. Petroleum generation and migration from Talang Akar coals shales offshore N.W. Java, Indonesia. *Organic Geochemistry*, 17, p. 363-374, 1991.
- PEACEMAN, D.W. *Fundamentals of numerical reservoir simulation*. USA, New York: Elsevier, 1st ed., 1977, 176p.
- PRICE, L.C. Aqueous solubility of petroleum applied to its origin and primary migration. *AAPG Bulletin*, v. 60, p. 213-244, 1976.
- SCHOWALTER, T.T. Mechanism of secondary hydrocarbon migration and entrapment. *AAPG Bulletin*, v. 63, p. 723-760, 1979.
- SILVERMAN, S.R. Migration and segregation of oil and gas. In: A. Young & J.E. Galley (Eds.) *Fluids in Sub-Surface Environments*, AAPG Memoir 4: 53-65, 1965.
- SOUTO FILHO, J.D. Utilização de simulador numérico na análise do processo de migração secundária de petróleo. Campinas: IG/UNICAMP, 1994, 164p., Tese de mestrado.
- SYLTA, O. Modelling of secondary migration and entrapment of a multicomponent hydrocarbon mixture using equation of state and ray-tracing modelling techniques. In: W.A. England & A.J. Fleet (Eds.) *Petroleum Migration: Geological Special Publication*, 59, p. 111-122, 1991.
- THOMPSON, K.F.M. Fractionated aromatic petroleum and the generation of gas-condensates. *Organic Geochemistry*, 11, p. 573-590, 1987.
- THOMPSON, K.F.M. Gas-condensate migration and oil fractionation in deltaic systems. *Marine and Petroleum Geology*, 5, p. 237-246, 1988.
- TISSOT, B.P. & WELTE, D.H. *Petroleum Formation and Occurrence*. 2nd edition, Springer, Berlin, 1984, 699p.
- TRINDADE, L.A.F. Overview of petroleum migration processes and associated compositional modifications. *Geoquim. Brasil.*, v. 7, p. 43-61, 1993.

WELTE, D.H. & YÜKLER, M.A. Petroleum origin and accumulation in a basin evolution - a quantitative model. AAPG Bulletin, v. 65, p. 1387-1396, 1981.

WinProp – Phase Property Program. Computer Modelling Group, CMG, Manual do usuário, versão 98.