

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

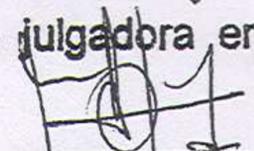
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**Mecanismos de Recuperação de Óleos
Pesados durante a Injeção de Vapor num
Reservatório Naturalmente Fraturado**

Autor: Juan Alberto Mateo Hernández

Orientador: Prof. Dr. Osvair Vidal Trevisan

Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por Juan Alberto
Mateo Hernández e aprovada
pela comissão julgadora em 09/10/06


Orientador

PROF. DR. OSVAIR VIDAL TREVISAN
UNICAMP/ENDEP
Matrícula 003678

UNIDADE BC
Nº C. 16-148-09
T/U M417m
V
TOMBO 81168
PROC. 16-148-09
C i k
PREÇO 11,00
DATA 15/09/09
CÓD. TIT. 439058

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

M417m Mateo Hernández, Juan Alberto
Mecanismos de recuperação de óleos pesados durante a injeção de vapor num reservatório naturalmente fraturado / Juan Alberto Mateo Hernández. --Campinas, SP: [s.n.], 2006.

Orientador: Osvaldo Vidal Trevisan
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Petróleo - Reservas. 2. Petróleo. 3. Engenharia de reservatório de óleo. 4. Destilação. I. Trevisan, Osvaldo Vidal. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Instituto de Geociências. IV. Título.

Titulo em Inglês: Heavy oil recovery mechanisms during steam injection in naturally fractured reservoirs

Palavras-chave em Inglês: Heavy oil, Naturally fractured reservoir, Improvement in the quality of the produced oil, Oil recovery mechanism during steam injection

Área de concentração: Engenharia de Reservatórios

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Daniel Miranda, Sérgio Bordalo

Data da defesa: 09/10/2006

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Mecanismos de Recuperação de Óleos Pesados durante a Injeção de Vapor num Reservatório Naturalmente Fraturado

Autor: **Juan Alberto Mateo Hernández**
Orientador: **Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo.

Dissertação de mestrado apresentada à Subcomissão de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2006.
S.P. – Brasil

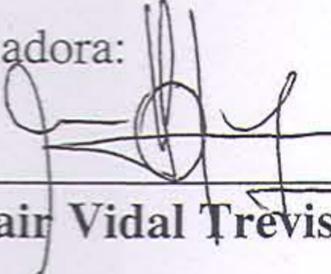
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Mecanismos de Recuperação de Óleos
Pesados durante a Injeção de Vapor num
Reservatório Naturalmente Fraturado**

Autor: **Juan Alberto Mateo Hernández**
Orientador: **Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan**

Banca Examinadora:



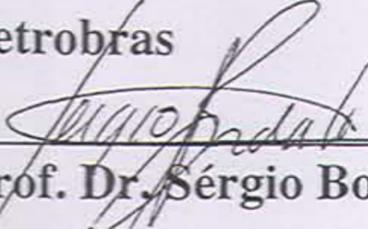
Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan, Presidente

Unicamp



Prof. Dr. Daniel Miranda

Petrobras



Prof. Dr. Sérgio Bordalo

Unicamp

Campinas, 09 de Outubro de 2006.

Dedicatória

Dedico este trabalho a minha mãe e a minha filha Gabriela.

Agradecimentos

Expresso meus agradecimentos:

À minha família e a minha esposa Claudia que sempre estiveram ao meu lado.

Ao Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan, por me orientar, pela paciência e profissionalismo, e pelo incentivo ao desenvolvimento desta temática.

Aos Professores Saul Suslick e Euclides José Bonet, por me abrir as portas a este maravilhoso programa de pós-graduação.

À CAPES por contribuir com o suporte financeiro para a realização deste trabalho

A todos os professores do DEP e do Instituto de Geociências que contribuíram para o meu aprendizado.

A todos meus amigos, especialmente, Richard, Catarina e Clarissa que de uma maneira ou outra me ajudaram durante estes dois anos de estada no Brasil.

A Giselle, Bruno e a todos os estagiários que passaram pelo DEP, pela sua competência no suporte computacional prestado.

A Beth, Alice, Fátima e Délcio pela sua amabilidade e pelo suporte fornecido à elaboração deste trabalho.

Nada grande se fez sem paixão
Hegel

Resumo

Neste trabalho são investigados os impactos individual e coletivo dos mecanismos de gás em solução, geração de CO₂, destilação, embebição capilar e drenagem gravitacional, sobre a recuperação de óleo e gás, durante a injeção contínua de vapor num reservatório naturalmente fraturado contendo óleo pesado. A investigação é feita através de simulação numérica dos fenômenos em modelos padrões de reservatórios.

Dois modelos numéricos semelhantes são usados para representar o processo de aquecimento da matriz. O primeiro descreve o aquecimento de uma seção horizontal bidimensional de um bloco da matriz circundado por uma fratura na qual circula vapor. O segundo modelo descreve o aquecimento de um bloco de matriz semelhantemente circundado por uma fratura em que circula vapor, porém na direção vertical, visando agregar o efeito da ação da gravidade.

Os estudos foram conduzidos para rochas saturadas com óleo vivo. As propriedades da rocha são as de um reservatório carbonático fraturado real e as propriedades dos fluidos se referem também ao mesmo caso real. Além disso, as condições operacionais adotadas de pressão e temperatura são as observadas no campo, tornando o estudo e suas conclusões como próprias de um estudo de caso.

Os resultados mostram que os principais mecanismos de recuperação de óleo da matriz durante o intervalo de aquecimento de 10 anos, foram os mecanismos de gás em solução e de

destilação por arraste de vapor. Este último é o mecanismo de maior importância e é responsável pelo melhoramento da qualidade do óleo produzido.

Abstract

In this work, the individual and collective impacts of the mechanisms solution gas drive, CO₂ generation, steam distillation, capillary imbibition and drainage gravitational, on the oil and gas recovery, were investigated during the steamflooding of a naturally fractured reservoir containing heavy oil. The investigation was performed for standard reservoir models through numeric simulation.

Two similar numerical models represent the matrix heating process. The first describes the heating of a horizontal cross-section of a matrix block surrounded by a fracture, in which the steam is flooding. The second model describes the same method of matrix heating, which was represented in the first model, but in the vertical direction, investigating the action of gravity.

The studies were performed for a rock saturated with live oil. The rock properties are the same of a real fractured carbonate reservoir and the fluid properties also refer to the same real case. In addition, the adopted field operational parameters (pressure and temperature) refer to field conditions, turning the study and its conclusions as proper of a case study.

The results show that the main mechanisms of oil recovery for the matrix block during the heating interval of 10 years were the integrated action of solution gas and steam distillation. The latter is the dominant mechanism and it is responsible for the improvement in the quality of the produced oil.

Índice

Capítulo 1	1
1.1 Revisão Bibliográfica	2
1.1.1 Redução da Viscosidade	3
1.1.2 Expansão Térmica	3
1.1.3 Destilação do Óleo	4
1.1.4 Embebição Capilar	4
1.1.5 Ativação do Mecanismo de Gás em Solução	4
1.1.6 Drenagem Gravitacional.....	4
1.1.7 Geração de Gás Carbônico (CO ₂).....	5
1.1.8 Trabalhos Recentes.....	5
1.2 Motivação	8
1.3 Objetivos.....	8
1.4 Organização da Dissertação.....	9
Capítulo 2.....	10
2.1 Caracterização do Reservatório.....	10
2.1.1 Principais Características da Rocha Carbonática	10
2.1.2 Determinação das Propriedades da Rocha (matriz e fratura)	16
2.1.3 Modelo de Escoamento	20
2.1.4 Propriedades dos Fluidos.....	21
2.1.5 Interação Rocha-fluidos.....	25
2.2 Dissolução da Calcita	29
2.2.1 Cinética da Dissolução da Calcita	30

2.2.2	Efeito da Temperatura e da Pressão na Taxa de Dissolução	31
Capítulo 3	35
3.1	Modelo-1	35
3.1.1	Modelo de Escoamento dos Fluidos.....	35
3.1.2	Descrição do Modelo.....	36
3.1.3	Propriedades da Rocha e dos Fluidos	37
3.1.4	Propriedades da interação rocha–fluido	46
3.1.5	Condições iniciais do Modelo-1	46
3.1.6	Condições Operacionais	49
3.1.7	Malha de Simulação	49
3.1.8	Procedimento de Avaliação dos Mecanismos de Recuperação de Óleo da Matriz.....	51
3.2	Modelo-2	55
3.2.1	Modelo de Escoamento dos Fluidos.....	55
3.2.2	Descrição do Modelo-2	55
3.2.3	Condições Operacionais	56
3.2.4	Malha de Simulação	57
3.2.5	Procedimento de Avaliação dos Mecanismos de Recuperação de Óleo da Matriz.....	59
Capítulo 4	60
4.1	Modelo -1	60
4.1.1	Mecanismos de Gás em Solução e de Redução da Viscosidade	60
4.1.2	Mecanismo de Gás em Solução sem Redução da Viscosidade do Óleo.	65
4.1.3	Mecanismos de Gás em Solução, Redução da Viscosidade do Óleo e Destilação por Arraste de Vapor.	67
4.1.4	Mecanismos de Gás em Solução, Redução da Viscosidade do Óleo, Destilação por arraste de vapor e geração de CO ₂	72
4.1.5	Mecanismos de Gás em Solução, Redução da Viscosidade do Óleo, Destilação por Arraste de Vapor, Geração de CO ₂ e Embebição Capilar.	74

4.1.6	Mecanismo de Expansão Térmica e Redução da Viscosidade do Óleo	76
4.2	Modelo-2	77
4.2.1	Mecanismos de Gás em Solução, Destilação e Drenagem Gravitacional.	77
4.2.2	Mecanismos de Gás em Solução, Geração de CO ₂ , Destilação e Drenagem gravitacional.....	79
4.2.3	Mecanismos de Gás em Solução, Geração de CO ₂ , Destilação, Embebição e Drenagem gravitacional.....	80
4.3	Resumo dos Principais Resultados Obtidos dos Estudos Apresentadas.....	81
Capítulo 5	85
5.1	Conclusões.....	85
5.2	Recomendações	86
Referências Bibliográficas	88
Apêndice A	95

Lista de Figuras

Figura 3.1 Representação tridimensional do Modelo-1	36
Figura 3.2 Diagramas de Fases para o Óleo Fracionado e o Óleo Sintético.....	43
Figura 3.3 Fator de Recuperação de Óleo e Refinamento de Malha para o Modelo-1.....	50
Figura 3.4 Vista Areal da Malha de Simulação do Modelo-1 na direção I-J.....	51
Figura 3.5 Ordem de Atuação dos Mecanismos de Recuperação de Óleo no Intervalo de 50 dias.....	52
Figura 3.6 Representação Tridimensional do Modelo-2.....	56
Figura 3.7 Efeito do Refinamento de Malha sobre o Fator de Recuperação de Óleo para o Modelo-2.	58
Figura 3.8 Vista Areal da Malha de Simulação na Direção I-K do Modelo -2.	58
Figura 4.1 Comportamento do Fator de Recuperação de Óleo e Gás Respectivamente para um Tempo de Aquecimento da Matriz de 10 Anos.....	61
Figura 4.2 Comportamento da Pressão e Temperatura Média, da Vazão de Gás e de Óleo em 1 Ano	62
Figura 4.3 Comportamento da Pressão da Matriz nos Pontos A, B, C e D em100 Dias.	62
Figura 4.4 Distribuição de Pressão e Fluxo de Óleo Cinco Dias Após o Início da Injeção de Vapor na Fratura.....	63
Figura 4.5 Distribuição da Pressão e Fluxo de Óleo no Momento de Pressão média Máxima na Matriz.....	64
Figura 4.6 Efeito da Viscosidade no Fator de Recuperação de Óleo Durante o Mecanismo de Gás em Solução.	66

Figura 4.7 Comportamento da Pressão Média, da Vazão de Metano e de Óleo em 1000 Dias para os Estudos 1.2 e 1.1a.	66
Figura 4.8 Comportamento do Fator de Recuperação de Óleo e Gás Respectivamente dos Estudos 1.3 e 1.1, para um Tempo de Aquecimento da Matriz de 10 Anos.	68
Figura 4.9 Comportamento da Pressão Média, da Vazão de Metano e de Óleo dos Estudos 1.3 e 1.1.	70
Figura 4.10 Produções Acumuladas dos Pseudo-componentes Leve, Médio e Pesado.....	71
Figura 4.11 Desempenho do Fator de Recuperação de Óleo e de Gás Respectivamente dos Estudos 1.4 e 1.3, para um Tempo de Aquecimento da Matriz de 10 anos.....	72
Figura 4.12 Comportamento da Pressão Média, da Vazão de Metano e dos Pesudocomponentes Leve, Médio e Pesado para os Estudos 1.4 e 1.3.	73
Figura 4.13 Desempenho do Fator de Recuperação de Óleo e de Gás respectivamente das Estudos 1.5e 1.4, para um Tempo de Aquecimento da Matriz de 10 anos.....	74
Figura 4.14 Comportamento da Pressão Média, da Vazão de Metano e dos Pseudocomponentes Leve, Médio e Pesado para os Estudos 1.5 e 1.4.....	75
Figura 4.15 Comportamento da Vazão de CO ₂ e das Produções Acumuladas dos pseudocomponentes Leve, Médio e Pesado para as Estudos 1.5 e 1.4.....	76
Figura 4.16 Comportamento do Fator de Recuperação de Óleo e Gás Respectivamente dos Estudos 1.6 e 1.1 para um Tempo de Aquecimento da matriz de 10 Anos.....	77
Figura 4.17 Desempenho Fator de Recuperação de Óleo e de Gás Respectivamente dos Estudos 2.3 e 1.3, para um Tempo de Aquecimento da Matriz de 10 Anos.	78
Figura 4.18 Comportamento da Vazão de Componentes na Fase gás e Óleo para as Estudos 2.3 e 1.3 Respectivamente.	79
Figura 4.19 Comportamento do Fator de Recuperação de Óleo e de Gás Respectivamente dos Estudos 2.4 e 2.3, para um Tempo de Aquecimento da Matriz de 10 anos.	80
Figura 4.20 Desempenho do Fator de Recuperação de Óleo e de Gás Respectivamente dos Estudos 2.5 e 2.4, para um Tempo de Aquecimento da Matriz de 10 anos.....	81
Figura 4.21 Desempenho do Fator de Recuperação de Gás para os Estudos: 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.6, Durante 10 anos de Aquecimento da Matriz.	82
Figura 4.22 Desempenho do Fator de Recuperação de Óleo para os Estudos: 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.6, 2.3, 2.4 e 2.5 Durante 10 anos de Aquecimento da Matriz.	83

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 Classificação de Acordo com a Textura Depositional.....	12
Tabela 2.2 Parâmetros Sugeridos por Peng–Robinson para a Equação de Estado.	23
Tabela 3.1 Propriedades da Matriz e da Fratura.	37
Tabela 3.2 Resultados Experimentais Obtidos da Destilação Fracionada.	39
Tabela 3.3 Correlações para a Determinação das Propriedades dos Pseudo-componentes.	39
Tabela 3.4 Características dos Pseudo-componentes.	40
Tabela 3.5 Valores de P_c , T_c e W dos Pseudo-componentes.	40
Tabela 3.6 Propriedades do Óleo Vivo a 60 °C	41
Tabela 3.7 Parâmetros da Equação de Estado de Peng – Robinson.....	41
Tabela 3.8 Propriedades da Mistura do Óleo Vivo com (CO_2).....	42
Tabela 3.9 Coeficientes de Interação Binários entre o CO_2 e os Pseudo-componentes.	42
Tabela 3.10 Parâmetros da Equação de Estado de Peng – Robinson para o Óleo Misto. ...	43
Tabela 3.11 Coeficientes de Interação Binários entre o CO_2 e o Óleo Misto.....	44
Tabela 3.12 Fases e componentes utilizadas neste estudo.	45
Tabela 3.13 Dados de Permeabilidade Relativa e de Pressão Capilar para a Matriz.....	47
Tabela 3.14 Dados de Permeabilidade Relativa e Pressão Capilar para a Fratura.....	48
Tabela 3.15 Condições Iniciais do Modelo.....	48
Tabela 3.16 Volumes Iniciais do Modelo sob Condições de Reservatório e de Superfície.	48
Tabela 3.17 Condições Operacionais Utilizadas no Modelo.	49
Tabela 3.18 Características das Malhas de Simulação Utilizadas na Análise de Sensibilidade.....	50

Tabela 3.19 Resumo das Hipóteses Escolhidas para o Modelo 1	54
Tabela 3.20 Condições Operacionais Utilizadas no Modelo-2.....	56
Tabela 3.21 Efeito do Refinamento da Malha de Simulação do Modelo -2	57
Tabela 3.22 Resumo das Hipóteses Sugeridas para o Modelo 2	59
Tabela 4.1 Comparação das Principais Características do Óleo Morto antes e depois da Injeção.	71
Tabela 4.2 Principais Resultados dos Estudos Apresentadas neste Capítulo.	84

Nomenclatura

Letras Latinas

A	Área	m^2
a	Parâmetros relacionados com a força de atração intermolecular	
A^*	Área total da superfície do sólido	m^2
A^{**}	Fator de frequência	1/s
b	Parâmetro relacionado com o volume das moléculas	
b_o	Metade da abertura da fratura	m
C		moléculas/m
	Concentração de CO_2	2
		moléculas/m
C_{eq}	Concentração de CO_2 no estado de equilíbrio	2
		moléculas/m
C_i	Concentração do componente i	2
D	Coefficiente de difusão molecular	m^2/s
E	Energia de ativação de dissolução/ precipitação da calcita	kcal/mol
E_a	Energia de ativação global	kcal/mol
f	Taxa de dissolução/ precipitação da calcita	
f_{Li}	Fugacidade do componente i na fase líquida	
f_{Vi}	Fugacidade do componente i na fase gasosa	
GE	Gravidade específica	
H	Altura da fratura	m
h_{ca}	Altura média do capilar	m

H_D	Razão entre a força gravitacional e a força capilar dentro de um reservatório.	
J	Fluxo de massa por unidade de área	$\text{Kg}/(\text{m}^2\text{s})$
K	Constante da equação da taxa de dissolução da calcita	$1/\text{s}$
k_{diss}	Taxa constante de dissolução da calcita	
K_i	Coefficiente de equilíbrio do componente i	
k_0	Termo cinético pré- exponencial	$1/\text{s}$
k_w/k_0	Razão da permeabilidade	
L	Espessura	m
M_{calcita}	Moles de calcita	
n	Ordem da reação	
N	Frações molares dos componentes puros	
P	Pressão	kPa
P_c	Pressão crítica do componente i	kPa
P_{ca}	Pressão capilar	kPa
P_G	Pressão gravitacional	kPa
PM	Peso molecular	gmol/mol
p_{mistura}	Pressão de vapor da mistura	kPa
p_0	Pressão parcial dos componentes puros	kPa
Q	Condutividade térmica	$\text{J}/\text{m}\cdot\text{s}\cdot^\circ\text{C}$ micro
R_{carb}	Taxa de dissolução do carbonato	$\text{mol}/(\text{m}^2 \text{ s})$
R	Constante dos gases	$\text{J}/(\text{K}\cdot\text{gmole})$
$r_{ca, mp}$	Raio da média dos diâmetros dos capilares	m^2
r_k	Velocidade da reação	m/s
r_{rk}	Constante da reação	
t	Tempo	s
T	Temperatura	$^\circ\text{C}$
T_b	Temperatura de bolha	$^\circ\text{C}$
T_c	Temperatura crítica do componente i	$^\circ\text{C}$
V	Volume molar	

V^*	Volume da solução	m^3
W	Fator de acentricidade	
w	Fração mássica	
x	Espessura da fronteira analisada.	m
x_i	Fração molar do componente i na fase líquida	
y_i	Fração molar do componente i na fase gasosa	
z	Fator de compressibilidade	
Z_c	Fator de compressibilidade no ponto crítico	
ΔT	Gradiente de temperatura	$^{\circ}C$

Letras Gregas

β_{pr}	Parâmetro de cálculo do fator de compressibilidade no ponto crítico (Z_c)	
ϕ	Porosidade total do reservatório	fração
g	Aceleração de gravidade	m^2/s
γ	Tensão interfacial	
$\Delta\rho$	Diferença de densidade entre as fases	Kg/m^3
λ	Fator adimensional que representa o grau de heterogeneidade	
σ	Fator de forma.	
μ	Viscosidade	cP
$u, w,$ Ω_a, Ω_b e α	Termos da equação de estado cúbica de Peng-Robison	
$(1-\Omega)$	Afinidade da reação química	
ω	Fator adimensional que representa a capacidade de armazenamento dos fluidos nas fraturas.	

Subscritos

c	Propriedade crítica da substância pura
diss	Dissolução
eq	Equilíbrio

i	Componente i
leve	Pseudo-componente leve na fase óleo
médio	Pseudo-componente médio na fase óleo
o	óleo
p	poros
pesado	Pseudo-componente pesado na fase óleo
w	Água

Abreviações

CP	Condições padrões
CR	Condições de reservatório
RN	Reservatórios naturalmente fraturados
EDE	Equação de Estado

Capítulo 1

Introdução

O óleo pesado localizado em reservatórios naturalmente fraturados (RNF) é uma fonte importante de recursos. Esses recursos somam aproximadamente um terço dos recursos mundiais de óleo pesado (Briggs et al.,1988). As maiores jazidas de óleo nesta classe de reservatórios encontram-se no Oriente Médio, Iran, Iraque, França, USA, Venezuela e Canadá, porém há ocorrências importantes espalhadas em diversos outros países, incluindo Cuba e Brasil.

Os reservatórios naturalmente fraturados são meios porosos heterogêneos. Eles apresentam uma grande rede de fraturas caracterizadas por áreas de alta permeabilidade. Portanto, o escoamento dos fluidos nesta rede de fraturas (fraturas) é bem mais fácil, que no caso do escoamento no meio poroso (matriz). Contudo, a produtividade dos reservatórios fraturados depende da porosidade e da permeabilidade da matriz, a qual guarda a maior quantidade dos fluidos *in situ*.

Antes da década de 80 se acreditava que o vapor injetado num reservatório naturalmente fraturado podia desviar-se do óleo através das fraturas. Conseqüentemente, o óleo não seria recuperado. Contudo, os resultados de testes experimentais, análises teóricas e testes de campo, publicados na literatura desde início dos anos 80, têm mostrado a potencialidade econômica da utilização de vapor para a recuperação de óleo pesado em reservatórios naturalmente fraturados.

Para que o óleo pesado seja recuperado de tais reservatórios é preciso estabelecer um gradiente de pressão, nos poros, dentro de um mesmo bloco da matriz. Este gradiente de pressão

desloca o óleo de um poro para outro até atingir a rede de fraturas ligadas ao poço produtor. Por essa razão, o estudo dos mecanismos que participam neste processo de escoamento é de vital importância para a recuperação final do óleo pesado.

Em engenharia de reservatórios, a palavra “mecanismo” sugere o deslocamento do óleo pela ação de uma fonte de energia, por exemplo, pela energia provida por uma capa de gás ou um aquífero. Durante a injeção de vapor, os processos envolvidos na recuperação de óleo são mais complexos. Deste modo, o significado da palavra “mecanismo” leva em conta os processos de deslocamento do óleo, assim como as alterações, pelo efeito térmico, das propriedades das rochas e dos fluidos, permitindo o deslocamento mais eficiente do óleo (Ching, 1974).

Baseados em experimentos de laboratórios e testes de campo (Ching, 1974), os mecanismos de deslocamento por vapor, num reservatório fraturado, podem ser classificados principalmente como devidos a: (1) redução da viscosidade; (2) expansão térmica; (3) destilação; (4) embebição capilar; (5) drenagem gravitacional; (6) ativação do mecanismo de gás solução e (7) geração de gás.

As mudanças nas propriedades das rochas e do fluido do reservatório, devido ao aquecimento pela injeção de vapor, são as seguintes: (1) incremento da temperatura da rocha e dos fluidos pelos mecanismos de convecção e condução de calor; (2) redução das viscosidades do óleo e da água; (3) incremento dos volumes dos fluidos e da rocha, conseqüentemente reduzindo sua densidade; (4) vaporização das frações leves do óleo; (5) redução das tensões interfaciais; (6) mudanças na permeabilidade relativa óleo-água.

1.1 Revisão Bibliográfica

O método mais antigo conhecido para introduzir calor no reservatório é o uso de aquecedores de fundo. Uma das referências primeiras sobre esta prática está em uma patente outorgada a Perry e Warner em 1865(Pratt, 1982).

O uso da injeção contínua de vapor começa nos anos 1931-1932, quando se injetou vapor por 235 dias em um reservatório arenítico de 6 m de espessura, a uma profundidade de 125 m no Texas. A injeção cíclica de vapor foi descoberta de maneira casual, durante um teste piloto no campo Mene Grande na Venezuela no ano de 1959.

As pesquisas sobre os mecanismos de recuperação de óleo pesado em reservatórios naturalmente fraturados durante a injeção contínua de vapor são relativamente recentes, embora os princípios básicos sobre os quais repousam essas pesquisas já estivessem em experimentação desde 1961. Nesse ano, durante a injeção de vapor em testemunhos, Wilman et al (1961) demonstraram a existência dos mecanismos de redução da viscosidade, de expansão térmica e de destilação.

1.1.1 Redução da Viscosidade

Wilman et al, (1961) demonstraram que a diminuição significativa da viscosidade do óleo, durante o deslocamento por água quente, em relação ao deslocamento normal por água fria melhora a vazão e a eficiência de deslocamento de óleos pesados. Por outro lado, da lei de Darcy sabemos que a vazão é inversamente proporcional à viscosidade: uma diminuição significativa da viscosidade do óleo incrementa a vazão de óleo em temperaturas altas.

1.1.2 Expansão Térmica

Durante a injeção de vapor, os fluidos e os minerais da matriz que saturam os poros podem expandir-se. O aquecimento dos fluidos provoca as suas expansões térmicas, que dependem das propriedades físicas. Por outro lado, durante esse aquecimento, os minerais da matriz expandem-se para dentro do volume dos poros e diminuem o espaço poroso. Logo, os efeitos combinados, da expansão dos fluidos e da expansão dos minerais da matriz, determinam o volume de óleo que pode ser expulso da rocha.

1.1.3 Destilação do Óleo

No Trabalho de Wilman et al, (1961) também estimaram, considerando diferentes tipos de óleo e temperaturas de vapor acima de 266,66 °C, que durante o processo de deslocamento por vapor, o montante de óleo recuperado dos testemunhos pela ação do mecanismo de destilação: os componentes se vaporizam em seu ponto de bolha quando a temperatura do sistema é superior a temperatura de bolha dos componentes na fase óleo, se encontra entre 5 e 19% do óleo *in situ*.

1.1.4 Embebição Capilar

No ano 1962, Mattax, C.C. e Kyte, J. R desenvolveram testes experimentais de embebição capilar em testemunhos pequenos e mostraram que a água situada dentro da fratura pode ser absorvida espontaneamente pela matriz, através dos poros menores, em reservatórios molháveis a água. A entrada da água nos poros aumenta a pressão interna do bloco da matriz e, por conseguinte, provoca a expulsão do óleo para os poros maiores. A quantidade do óleo expulso depende da tensão interfacial, da molhabilidade, da pressão capilar e da geometria dos poros.

1.1.5 Ativação do Mecanismo de Gás em Solução

No ano 1969, durante a injeção de vapor num projeto de campo, DeHann, H. J e VanLookeren postularam a ativação do mecanismo de gás em solução, o qual ocorre devido à liberação do gás dissolvido no óleo graças ao aumento da temperatura do óleo vivo. O gás liberado se expande por causa do aumento da temperatura e empurra o óleo para o poço de produção.

1.1.6 Drenagem Gravitacional

No ano 1970, Kyte, J. R notou, num teste experimental, que a drenagem gravitacional é um mecanismo tão importante quanto a embebição capilar. A densidade do vapor da água é sempre

inferior à da água líquida saturada para temperaturas inferiores a 373,88 °C, quando o vapor e a água líquida saturados ficam com idênticas propriedades. Essa diferença de densidades, especialmente, em reservatórios com fraturas verticais contínuas, provocam o escoamento de vapor para o topo do reservatório e a água para a sua base. Logo, a diferença de pressão hidrostática entre o vapor na fratura e o óleo nos blocos da matriz pode estabelecer um gradiente de pressão vertical, que força o óleo a sair da matriz.

1.1.7 Geração de Gás Carbônico (CO₂)

No ano 1982, Sahuquet e Ferrier, durante a realização de um teste de campo num reservatório carbonático fraturado, observaram a geração de CO₂. Quantidades significativas de gases podem ser geradas no reservatório durante um processo de injeção de vapor, pela reação química da água com a rocha do reservatório. A temperatura requerida para a geração de gás e a composição do gás depende da composição dos fluidos e da composição dos minerais da matriz.

1.1.8 Trabalhos Recentes

Antes da década de 80, varias pesquisas também confirmaram a existência dos mecanismos anteriormente mencionados. Os trabalhos de Farouq-Ali (1967), Houpeurt et al (1974) e Beggs et al (1975), aprofundaram o estudo do mecanismo de redução da viscosidade. Farouq Ali em 1968 estimou que de 5% a 10% do óleo recuperado durante um processo de deslocamento por vapor deveria ser atribuído ao mecanismo de destilação. Kyte (1970) e deSwaan (1978) afirmaram que, pelo efeito da embebição capilar em temperaturas baixas, o coeficiente de recuperação de óleo da matriz pode variar muito, desde um percentual baixo até 70% de recuperação. Templetom e Nielsen (1962), Baker (1969), Van Dijk (1968) e Blevins et al (1969) citaram a segregação gravitacional durante a injeção de vapor como mecanismo de produção de óleo, tanto em laboratório como em condições de campo.

Após os anos 80, revolucionaram-se as pesquisas sobre os mecanismos de injeção de vapor em reservatórios fraturados com a publicação de vários trabalhos: resultados de projetos de campo, estudos de laboratório e de modelagem numérica. A seguir selecionamos os trabalhos mais importantes.

No ano 1986, Dreher et al. estudaram de maneira experimental o escoamento de água quente e de vapor em rochas carbonáticas saturadas de óleo vivo e simularam numericamente os mesmos. Os mecanismos de geração de CO₂, expansão do óleo e redução da viscosidade foram os mecanismos de recuperação atuantes.

Reis, em 1990, fez uma excelente revisão dos mecanismos de recuperação de óleo durante a injeção de vapor num reservatório fraturado e realizou estudos experimentais deste processo em rochas fraturadas, as quais foram retiradas de afloramentos e saturadas com óleo morto (óleo mineral) e água. A expansão térmica e a geração de CO₂ são mostradas como os mecanismos chaves no processo de produção. Segundo o autor, a destilação dos componentes leves da fase óleo, favorável durante o processo de injeção de vapor em reservatórios não fraturados, não tem um papel significativo durante o processo de injeção de vapor em reservatórios fraturados.

Jensen, em 1991, realizou estudos experimentais de deslocamento por vapor e água quente em arenitos e carbonatos fraturados. Ele citou que a expansão térmica e a redução da viscosidade foram os principais mecanismos de recuperação nos carbonatos fraturados.

No ano 1992, Briggs et al. apresentaram estudos experimentais de injeção de vapor num testemunho de dolomita retirado de um afloramento, quando saturado com óleo vivo e água. Eles concluíram que os mecanismos principais de recuperação são a embebição e a ativação do mecanismo de gás solução.

Haghighi, M., e Yortsos, Y.C., em 1997, desenvolveram estudos experimentais, utilizando a técnica da visualização da injeção de vapor e água quente em micro-modelos, para diferentes tipos de óleo vivo. Os autores observaram que três foram os mecanismos responsáveis pela

expulsão do óleo da matriz: a ativação do mecanismo de gás em solução, a embebição capilar e o deslocamento de óleo por vapor, quando este último entra na fratura por pressão.

Vários estudos teóricos também têm sido feitos para investigar a importância relativa dos diferentes mecanismos de recuperação de petróleo, que atuam quando o vapor é injetado em reservatórios fraturados. Esses estudos dividem-se em modelos analíticos e numéricos.

No ano 1992, Van Wunnik e Wit desenvolveram um modelo analítico detalhado, para estudar a drenagem gravitacional produzida pela injeção de vapor num reservatório que continha óleo pesado.

Pooladi – Darvish et al., em 1994, desenvolveram soluções analíticas para o fluxo de calor e para a drenagem gravitacional de um bloco de matriz cercado por uma fratura saturada com vapor.

No ano 1987, Chen et al. desenvolveram um simulador de dupla porosidade para a simulação dos efeitos térmicos em reservatórios fraturados. Os blocos da matriz foram refinados para levar em conta os efeitos da gravidade, a pressão capilar e o intercâmbio de massa e energia entre a fratura e a matriz.

Os mecanismos de recuperação de óleo em reservatórios naturalmente fraturados previamente considerados são frutos de resultados inferidos: medições de processos de deslocamentos, observações de campo, visualização em micro-modelos e utilização de simuladores de porosidade dupla. Neste trabalho, durante o aquecimento de um bloco de matriz contornado por uma fratura, um procedimento teórico analisa e quantifica esses mecanismos a partir da representação teórica de um modelo de porosidade dupla num modelo de porosidade simples.

1.2 Motivação

A recuperação de óleo pesado em reservatórios naturalmente fraturados, especificamente nos reservatórios cubanos de óleos pesados, é uma das tarefas de maior desafio para os pesquisadores da área de engenharia de reservatório. Com coeficientes de recuperação menores do que 10 % durante o regime de depleção primária, a alta viscosidade do óleo e as extensas redes de fraturas excluem a possibilidade da utilização da tradicional injeção de água, assim como as possibilidades de processos químicos e de técnicas de injeção de gás, com a possível exceção de CO₂ miscível (a miscibilidade do CO₂ provoca o inchamento do óleo na matriz e a redução da viscosidade do óleo, logo certos volumes de óleo da matriz podem ser expulsos por esta via). Por estas razões, os processos térmicos como a injeção de vapor, utilizados amplamente para a produção de óleo pesado em reservatórios não fraturados, apresenta vantagens na recuperação de óleo pesado neste tipo de reservatórios.

1.3 Objetivos

Os objetivos deste trabalho são:

1. Investigar se para as condições de reservatório estudadas, de pressão e temperatura, a injeção de vapor em reservatórios fraturados aumenta de maneira apreciável a recuperação de gás e de óleo da matriz.
2. Representar e avaliar o impacto dos principais mecanismos de recuperação de óleo pesado num reservatório naturalmente fraturado durante um processo de injeção de vapor num bloco do reservatório.

1.4 Organização da Dissertação

Este trabalho está dividido em cinco capítulos. No Capítulo 2, apresenta-se uma revisão dos principais conceitos e fundamentos teóricos relevantes para o entendimento do trabalho proposto, tais como: os aspectos geológicos dos reservatórios naturalmente fraturados, a caracterização do óleo pesado, a determinação das propriedades das rochas e dos fluidos e a cinética da taxa de dissolução da calcita.

No Capítulo 3, é apresentada a metodologia de avaliação dos principais mecanismos de recuperação de óleo pesado dentro de um reservatório naturalmente fraturado, através de simulação numérica em modelos padrões que representam um bloco da matriz contornado por uma fratura.

No Capítulo 4, são apresentados e analisados os resultados obtidos no presente estudo. Por fim, O Capítulo 5 aborda as conclusões e contribuições desta dissertação e também propõe algumas recomendações para pesquisas futuras.

Capítulo 2

Conceitos - Aspectos Fundamentais

Para o desenvolvimento de qualquer pesquisa sobre os mecanismos de recuperação de óleo por métodos térmicos é de vital importância a caracterização do reservatório: o conhecimento das propriedades do reservatório, do modelo de escoamento de seus fluidos e do comportamento destes, sob diferentes condições termodinâmicas. Já no caso da injeção de vapor, em reservatórios carbonáticos naturalmente fraturados, adiciona-se a informação sobre o processo de dissolução do material carbonático, devido à reação química entre a água quente e a rocha. Este capítulo tem como objetivo dotar o leitor da informação complementar necessária para o entendimento deste trabalho.

2.1 Caracterização do Reservatório

Este item apresenta a base teórica para a construção do modelo de simulação numérica utilizado no trabalho. Nele é fornecida a informação necessária para a caracterização e determinação das propriedades petrofísicas e térmicas da rocha carbonática.

2.1.1 Principais Características da Rocha Carbonática

Dentro dos reservatórios naturalmente fraturados encontra-se a rocha carbonática, que faz parte do objeto do trabalho. Cerca de um quinto da cobertura sedimentar da crosta da terra é

formada por esse tipo de rocha. As rochas carbonáticas respondem por 40% a 50% das reservas mundiais de hidrocarbonetos.

Composição: Enquanto as rochas terrígenas são basicamente compostas de silicatos (SiO_2), as rochas carbonáticas são constituídas por mais de 50% de carbonatos, dos quais os mais abundantes são a calcita (CaCO_3), a aragonita (CaCO_3), e a dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$). A maior parte das rochas carbonáticas foi depositada em plataformas marinhas rasas, com alta porosidade original. Esta porosidade foi posteriormente, em grande parte, obstruída por processos diagenéticos.

A diagênese assume uma grande importância para os carbonatos, em virtude dos componentes mineralógicos, que são bastante sensíveis às águas ácidas e, portanto, aos processos de dissolução.

Textura: As rochas carbonáticas possuem um arcabouço e um espaço intersticial entre suas partículas, onde uma matriz, um cimento e uma porosidade preservada podem coexistir. Os constituintes destas rochas são: aloquímicos, micrita e espato.

Aloquímicos - São partículas formadas por precipitação biogênica ou química de carbonatos sob condições diferentes dos precipitados químicos normais (como os cimentos). Os aloquímicos constituem o arcabouço das rochas carbonáticas, sendo os tipos mais importantes os oolitos, oncolitos, bioclastos, pellets, pelóides e intraclastos.

Micrita - É essencialmente constituída por minúsculas agulhas de aragonita (menor do que 0,004 mm), provenientes da desintegração de esqueletos de organismos (principalmente algas verdes).

Espato - O espato é um cimento precipitado quimicamente no interior dos poros dos sedimentos carbonáticos, mais grosseiro do que a micrita.

Dunham (1962) em Suguio (1980), propôs uma classificação que destaca as texturas deposicionais, como mostra a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 Classificação de Acordo com a Textura Depositional.

Textura deposicional				
Reconhecível			Não reconhecível	
Componentes originais não ligados à deposição			Componentes originais ligados à deposição	
Contém lama (matriz) argila/ silte		Sem lama (suportado por grãos)		Carbonato cristalino
Supportado por matriz (fino)	Arcabouço (grosseiro)			
<10 %	>10%			
<i>Mudstone</i>	<i>Wackestone</i>	<i>Packstone</i>	<i>Grainstone</i>	<i>Boundstone</i>

Dunham (1962)

As rochas carbonáticas encontradas nos reservatórios de óleo comumente apresentam fraturas naturais: ruptura de uma rocha de acordo a superfícies irregulares que não são planos com enlacs débiles, devida a uma tensão que excede a resistência de ruptura da rocha. As fraturas naturais podem ter um efeito positivo, neutro ou negativo no escoamento dos fluidos. Porém, se o efeito das fraturas no processo de escoamento dos fluidos é desprezível, o reservatório pode ser considerado, dos pontos de vista geológico e de engenharia de reservatórios, como um reservatório convencional.

Para os reservatórios onde as fraturas têm um efeito positivo ou negativo, é de essencial importância ter conhecimento da magnitude e da direção das tensões principais *in situ*, do azimute, do mergulho, do espaçamento, da abertura das fraturas, das porosidades da fratura e da matriz, da permeabilidade da fratura e da matriz e das saturações da fratura e da matriz. Estes dados ajudam a distribuir no reservatório (1) os recursos de hidrocarbonetos entre a matriz e a fratura e (2) a capacidade de produção e injeção dos poços.

Além da determinação das propriedades da fratura e da matriz mencionadas acima, Aguilera (1995) propõe ordenar os reservatórios naturalmente fraturados segundo quatro classificações: geológica, por porosidade, por capacidade de armazenamento e pela interação matriz - fratura.

2.1.1.1 Classificação Geológica

Do ponto de vista geológico, as fraturas podem ser classificadas como tectônicas (relacionadas com dobras ou falhas), regionais, contracionais (diagenéticas) e relacionadas à superfície. De acordo com Aguilera (1995), a maior parte da produção de hidrocarbonetos vem de fraturas tectônicas, depois de fraturas regionais e, por último, de fraturas por contração. As fraturas relacionadas à superfície não são importantes do ponto de vista da produção de hidrocarbonetos. Quando classificamos a fratura, determinamos sua magnitude, a direção da tensão principal, seu azimute, seu mergulho, seu espaçamento e, se possível, sua abertura.

2.1.1.2 Classificação por Porosidade

Conforme a classificação da porosidade proposta por Coalson et al (1985), o tipo de porosidade é definido primeiro pela geometria dos poros e depois pelo seu tamanho. As categorias incluídas na geometria referem-se às porosidades primárias (intergranular e intercrystalina) e secundária (vugular e de fratura). A porosidade primária desenvolve-se durante o ciclo de deposição dos sedimentos da rocha, enquanto, a porosidade secundária é desenvolvida por processos posteriores à deposição dos sedimentos da rocha.

A porosidade das rochas carbonáticas tem uma configuração de poros complexa, por isso, sua combinação pode dar origem a um comportamento de porosidade dupla ou múltipla. O material da rocha, a matriz, é formado por cristais finos, e inclui um sistema de poros ligados entre si, resultado da estrutura cristalina da rocha. Nas rochas carbonáticas existem um ou vários sistemas de aberturas devido à lixiviação (vugular) ou ao fraturamento (fratura) do material primário das rochas. A porosidade dupla está formada por um sistema interconectado entre a matriz e as fraturas, enquanto, a porosidade múltipla está constituída por um sistema que liga a matriz aos vúgulos e às fraturas.

O tamanho dos poros pode ser determinado por diferentes técnicas. Os mesmos são classificados em megaporosidade (poros maiores de 10 microns), macroporosidade (entre 2 e 10 microns), mesoporosidade (entre 0.5 e 2 microns) e microporosidade (menor de 0.5 micron). Martin et al (1977) indicaram que a produção de petróleo dos megaporos podia ser de 10 mil barris por dia, dos macroporos mil barris por dia, dos mesoporos 100 barris por dia e dos microporos 10 barris por dia.

A maioria dos artigos encontrados na literatura apresenta valores de abertura de fratura de poucas micras. Estes resultados são devidos à difícil recuperação de amostras de reservatórios fraturados. A porosidade secundária também pode produzir cavernas, onde se acumula uma quantidade considerável de hidrocarbonetos, contrariando o senso de que as fraturas não podem conter quantidades significativas de hidrocarbonetos.

2.1.1.3 Classificação pela Capacidade de Armazenamento

Segundo Aguilera (1995), do ponto de vista de armazenamento, os reservatórios fraturados podem ser classificados como tipo A, B e C.

Nos reservatórios do tipo A o armazenamento de hidrocarbonetos se dá na matriz, enquanto nas fraturas o armazenamento é pequeno. A matriz tem tipicamente uma permeabilidade baixa, enquanto nas fraturas a permeabilidade é bem maior.

Os reservatórios do Tipo B têm aproximadamente a mesma quantidade de armazenamento de hidrocarbonetos na matriz e na fratura. A matriz é pouco comunicante e as fraturas são mais permeáveis que a matriz.

Nos reservatórios do Tipo C, todo o armazenamento encontra-se nas fraturas, a matriz não oferece nenhuma contribuição. As fraturas deste tipo de reservatórios fornecem ambos, o armazenamento e a permeabilidade que permitem a produção comercial.

Existem muitos reservatórios com fraturas de origem tectônica em que a rocha com porosidade primária tem uma permeabilidade extremamente baixa, e conseqüentemente não contribui para o armazenamento de hidrocarbonetos. Neste caso, uma grande quantidade de microfaturas pode representar o papel da porosidade da matriz. A combinação de microfaturas com macrofraturas apresenta também um comportamento do reservatório de dupla porosidade.

2.1.1.4 Classificação pela Interação Matriz – fratura

Os testemunhos constituem uma fonte importante de informação para determinar o tipo de interação matriz - fratura. Consideremos as possibilidades a seguir:

Testemunho sem mineralização secundária. Quando as fraturas naturais estão abertas e têm uma quantidade desprezível de mineralização secundária, os hidrocarbonetos escoam da matriz para as fratura sem restrição. A velocidade de escoamento é controlada pela diferença de pressão entre a matriz e a fratura, pelas propriedades da matriz (permeabilidade, porosidade e compressibilidade) e pelo espaçamento entre as fraturas ou pelo tamanho dos blocos da matriz. Este tipo de fratura fornece uma vazão inicial alta de fluidos. Seu maior problema é que tende a se fechar quando o reservatório é depletado. O fechamento é uma função da tensão *in situ*, da pressão inicial do reservatório e da redução da pressão dentro das fraturas. Nestes casos, a compressibilidade das fraturas é maior que a da rocha do reservatório.

Se o reservatório está inicialmente sobre-pressurizado, o fechamento das fraturas pode ser significativo, resultando em fatores de recuperação baixos e perdas financeiras grandes (por causa das grandes produções iniciais, os investimentos (CAPEX) podem ser sobre estimados).

Se o reservatório está inicialmente sub-pressurizado, o fechamento das fraturas é insignificante, devido ao fato que a maioria dos fechamentos já ocorreu nas condições do reservatório. O fator de recuperação neste tipo de reservatórios é mais alto que no caso anterior.

Testemunho com alguma mineralização secundária. Quando as fraturas naturais apresentam certa quantidade de mineralização secundária, o escoamento dos fluidos da matriz para as fraturas é restringido. Durante um teste de pressão neste tipo de reservatório, podemos ver o reflexo de um

dano natural no reservatório através do comportamento da pressão. A mineralização parcial é bastante benéfica, pois pode reduzir significativamente o fechamento das fraturas (não completamente), até em reservatórios inicialmente sobre-pressurizados. Conseqüentemente, esta mineralização secundária parcial colabora para um fator de recuperação maior dos hidrocarbonetos.

Testemunho com mineralização secundária completa. Neste tipo de reservatório, até mesmo aquele com grande quantidade de hidrocarbonetos, o fator de recuperação é muito baixo. As fraturas mineralizadas compartimentam o reservatório induzindo a fatores de recuperação menores.

Testemunho com fraturas vugulares (fraturas ampliadas, de forma arredondada, após um processo secundário de lixiviação). As fraturas podem ter porosidades altas, que podem chegar a aproximadamente 100% em alguns casos, e permeabilidades da ordem de um Darcy. A produção pode ser de ordem de milhares de barris por dia se os vúgulos estiverem conectados. As fraturas vugulares apresentam a vantagem de não se fecharem, devido a sua forma arredondada. Os vúgulos não conectados não participam no processo de escoamento e são considerados como poros não-efetivos.

2.1.2 Determinação das Propriedades da Rocha (matriz e fratura)

Qualquer modelo de simulação precisa do conhecimento tridimensional dos parâmetros de porosidade, permeabilidade e saturação de água. Contudo, além desses parâmetros, a simulação de um reservatório naturalmente fraturado requer dados da dimensão dos blocos da matriz dentro do reservatório e, em particular, sua altura.

2.1.2.1 Parâmetros Petrofísicos (porosidade, permeabilidade e saturação de fluidos).

As fontes de dados para a determinação dos parâmetros dos reservatórios naturalmente fraturados vêm das análises dos testemunhos, de perfis de poços, de testes de pressão e de estudos de afloramentos.

Análises dos testemunhos: análises de rotina são usadas para obter os valores da porosidade e da permeabilidade da matriz. Outras análises, mais completas, podem fornecer uma estimativa da porosidade e da permeabilidade das fraturas. Contudo, só em circunstâncias excepcionais, após uma boa recuperação de amostra, é possível avaliar no testemunho a densidade e a orientação das fraturas.

As análises dos testemunhos são de grande importância para a determinação das propriedades petrofísicas dos reservatórios. No entanto, são inapropriadas para a determinação do tipo de fratura e da sua idade. Outra característica importante a ser observada nos testemunhos é a presença de barreiras de permeabilidade e sua relação com as fraturas.

Análise dos afloramentos: os estudos de afloramentos ajudam a entender a grande escala, o sistema e a distribuição das fraturas dentro do reservatório. O problema maior deste tipo de estudo é determinar quais fraturas ocorreram nas condições do reservatório e quais nas condições do afloramento.

Análises de perfis: as fraturas podem ser identificadas em perfis de poços, onde as condições do poço e a resposta da formação sejam favoráveis. Vang Golf-Racht (1982) e Aguilera et al (1978) apresentaram trabalhos que resumem as respostas esperadas para um perfil particular de uma formação fraturada. No entanto, o perfil do poço considera uma seção bem pequena do reservatório, vizinha do poço, em comparação com a extensão total do reservatório.

Testes de poços: várias publicações (Warren and Root, 1963, Kasemi et al, 1969, Narurjeta et al, 1980) lidam com a determinação dos parâmetros de escoamento inter-poroso. As publicações utilizam como base o modelo clássico de Warren e Root (1963), em que os blocos da matriz são idealizados como blocos idênticos de forma retangular. O fluxo da matriz é só para as

fraturas. O sistema de fraturas é também idealizado como uma série ortogonal de fraturas regulares, paralelas ao eixo principal de permeabilidade.

Um gráfico semi-logarítmico da queda de pressão adimensional contra o tempo, obtido utilizando este modelo, produz duas linhas retas, correspondentes aos sistemas de fratura e ao sistema total. Considerando que o escoamento dos fluidos até o poço só pode ser realizado através do sistema de fraturas, as linhas têm a mesma inclinação. A transição entre as duas linhas determina os parâmetros principais usados nos modelos de dupla porosidade: λ , fator adimensional que representa o grau de heterogeneidade, e ω , fator adimensional que representa a capacidade de armazenamento dos fluidos nas fraturas. Na prática a forma da zona de transição entre as duas linhas depende de como o fluxo interporoso é descrito, se no regime pseudo-estacionário ou no regime transiente.

A combinação das análises de testemunhos, de afloramentos e de perfis com o teste de pressão fornece uma boa determinação dos parâmetros petrofísicos (porosidade, permeabilidade e saturação de fluidos) que são utilizados como dados de entrada nos modelos de simulação numérica dos reservatórios naturalmente fraturados.

2.1.2.2 Compressibilidade da Rocha

Num reservatório fraturado composto por matriz e fratura, a compressibilidade da fratura é maior do que a compressibilidade da matriz. A diferença entre ambas depende de vários fatores, os quais incluem a quantidade de mineralização secundária dentro das fraturas, a orientação das fraturas, as tensões *in situ* e a condição do reservatório, se sobre-pressurizado ou sub-pressurizado.

2.1.2.3 Características Térmicas das Rochas Porosas

As propriedades termo - físicas como a capacidade calorífica, a condutividade térmica e a difusividade térmica são parâmetros chaves para descrever a transferência de calor. Elas são especificamente importantes na determinação da transferência de calor entre a matriz e a fratura.

Segundo Somerton W. H. (1958), a capacidade calorífica (a quantidade de calor requerida por uma unidade de massa do material para aumentar a temperatura em um grau) das rochas aumenta com a elevação da temperatura e pode ser calculada a partir da análise química ou mineralógica da rocha.

A condutividade térmica é uma propriedade física de um material, que descreve a sua habilidade em conduzir calor. Condutividade térmica equivale à quantidade de calor Q transmitida através de uma espessura L , numa direção normal a superfície de área A , devido ao gradiente de temperatura ΔT , sob condições de regime permanente e quando a transferência de calor é dependente apenas do gradiente de temperatura. Esta propriedade física se manifesta em condições de estado estacionário e em ausência de qualquer movimento de fluido ou partículas, e na maioria dos minerais, diminui com a elevação da temperatura.

A difusividade térmica, definida como a condutividade térmica dividida pelo produto da capacidade calorífica por sua densidade, diminui significativamente com o aumento da temperatura.

Em processos térmicos, as propriedades térmicas (condutividade térmica e capacidade calorífica) da matriz podem ser especificadas da mesma forma que no caso de reservatórios não fraturados. Enquanto isso, as propriedades térmicas das fraturas dependem da quantidade de rocha dentro das fraturas.

Em termos de modelagem, uma fratura que não contém rocha apresenta valores de capacidade calorífica e de condutividade térmica nulas. Contudo, se uma parte da rocha da matriz é incluída nas fraturas, as propriedades térmicas das fraturas devem ter valores maiores que zero. As rochas localizadas dentro das fraturas diminuem a velocidade da frente de calor, mas aumentam o fluxo por convecção.

2.1.3 Modelo de Escoamento

2.1.3.1 Modelo de escoamento num reservatório naturalmente fraturado

A representação do escoamento de fluidos na simulação numérica de reservatórios naturalmente fraturados está habitualmente baseada no conceito de porosidade dupla. Em 1960, Barenblat e Zeltov apresentaram pela primeira vez este conceito, que consiste em considerar dois meios porosos distintos com diferentes porosidades, permeabilidades e compressibilidades.

Em 1963 este conceito foi estendido por Warren e Root, com o propósito de avaliar testes de poços. O bloco matriz – fratura é geralmente representado por um desenho geométrico simplificado. O modelo mais clássico é formado por um conjunto de blocos (matriz), separados de forma equidistante por uma rede de fraturas ortogonais.

O conceito de dupla porosidade está implementado na maioria dos simuladores comerciais. Vários deles têm sido usados para descrever os processos de movimento de fluidos e de transferência de calor em reservatórios fraturados. Para modelar eficientemente tais processos, a viscosidade, a capilaridade, a gravidade, e os efeitos da difusão devem ser quantificados. Em todos esses modelos, o reservatório, dividido em matriz e fratura, interage continuamente numa malha de simulação. Aqui, o termo de transferência para uma fase particular está diretamente relacionado ao fator de forma (σ), à mobilidade do fluido e à diferença de potencial matriz-fratura. Contudo, os reservatórios naturalmente fraturados também podem ser modelados utilizando modelos de porosidade simples com as seguintes aproximações:

- A fratura e a matriz são representadas pelo mesmo bloco de simulação, utilizando o valor médio da propriedade analisada, por exemplo, da porosidade ou da permeabilidade. Este tipo de aproximação normalmente super-estima o fator de recuperação do reservatório, especialmente no caso em que a distancia entre fraturas é grande e as mesmas apresentem altos valores de permeabilidade absoluta.
- A fratura e a matriz são concebidas como blocos separados de simulação. Neste caso os modelos apresentam as seguintes desvantagens: (1) requerem um grande número de blocos

de simulação, para estudos de simulação na escala de campo e (2) aumentam as dificuldades numéricas durante a solução das equações matemáticas, devido à grande diferença entre as propriedades da matriz e da fratura.

Existem basicamente duas técnicas para representar os blocos da matriz:

1. O bloco de matriz é considerado como uma unidade homogênea.
2. O bloco da matriz é refinado, sendo dividido em vários blocos computacionais com suas próprias propriedades.

Esta última técnica é freqüentemente utilizada, já que oferece uma melhor descrição do escoamento dos fluidos e da transferência de calor dentro da matriz. Além disso, fornece uma predição mais real da interação matriz – fratura. Não obstante, os modelos que utilizam esta técnica requerem da solução de um grande número de sistemas de equações, as quais demandam um aumento do tempo computacional e uma maior disponibilidade de memória dos computadores.

Neste trabalho foi usado o simulador comercial “STARS (2005)”, da companhia CMG, para a modelagem do processo térmico de injeção de vapor num reservatório fraturado de óleo pesado. Este é um simulador térmico composicional, utilizado amplamente pela indústria nos processos de térmicos de recuperação de óleo pesado.

2.1.4 Propriedades dos Fluidos

Este item proporciona a base teórica para a construção do modelo de comportamento de fluidos, sob diferentes condições termodinâmicas.

2.1.4.1 Equação de Estado de Fases (EDE)

Os simuladores térmicos diferenciam-se dos simuladores convencionais do tipo *Blackoil* pela utilização dos coeficientes de equilíbrio para representar o estado das fases e dos componentes em função da pressão, do volume e da temperatura (PVT). Num modelo numérico

de recuperação de óleo por métodos térmicos é preciso ajustar a equação de estado dos fluidos com as propriedades (a massa molecular, a gravidade específica, a composição molar, a viscosidade, a temperatura e a pressão crítica) dos componentes presentes nos fluidos, sejam estas propriedades obtidas de forma experimental ou através de correlações descritas na literatura. A qualidade da equação de estado obtida é geralmente melhor quando as medições são feitas nos próprios fluidos, em condições que se aproximem às operacionais.

Um dos métodos mais usados na estimativa das propriedades termodinâmicas de substâncias puras ou misturas é o uso de equações de estado, sendo as polinomiais cúbicas da família van der Waals (VDW) as mais amplamente utilizadas, devido a sua simplicidade matemática, à facilidade de sua derivação, integração e outras operações necessárias ao cálculo da propriedade termodinâmica estudada. Para se calcular as propriedades termodinâmicas, as EDE são expressas como um polinômio cúbico explícito no fator de compressibilidade z e posteriormente resolvido por algum procedimento matemático adequado.

Diversas equações de estado do tipo VDW podem ser obtidas a partir da generalização de Schmidt e Wenzel (1980). Neste trabalho, a inter-relação entre as propriedades termodinâmicas foi estabelecida pelo uso da equação de estado cúbica de Peng –Robinson:

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V^2 + ubV + wb^2} \quad (2.1)$$

onde P é a pressão, T é a temperatura, V é o volume molar e a e b são os parâmetros relacionados com a força de atração intermolecular e volume das moléculas respectivamente. Os parâmetros são dados pelas expressões:

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \alpha \quad (2.2)$$

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{P_c} \quad (2.3)$$

Nas expressões acima, o sub-índice c indica a propriedade crítica, da substância pura.

A equação (1) pode ser expressa, também, numa forma polinomial do fator de compressibilidade z , através da substituição do volume molar V por:

$$V = \frac{zRT}{P} \quad (2.4)$$

obtendo-se a equação algébrica $f(z)$ seguinte:

$$f(z) = z^3 + Cz^2 + Dz + E = 0 \quad (2.5)$$

Os coeficientes deste polinômio são reais, dependem da pressão e da temperatura e são calculados como se segue:

$$A = \frac{aP}{(RT)^2} \quad (2.6)$$

$$B = \frac{bP}{RT} \quad (2.7)$$

$$C = -(1 + B - uB) \quad (2.8)$$

$$D = (A + wB^2 - uB - uB^2) \quad (2.9)$$

$$E = -(AB + wB^2 + wB^3) \quad (2.10)$$

Os termos u , w , Ω_a , Ω_b e a equação de cálculo de α (a equação de estado cúbica de Peng–Robinson) é mostrada na tabela seguinte.

Tabela 2.2 Parâmetros Sugeridos por Peng –Robinson para a Equação de Estado.

u	w	Ω_a	Ω_b	α	Z_c
2	-1	0.45724	0.0778	$\left[1 + \beta_{pr} \left(1 - \sqrt{T/T_c}\right)^2\right]$	0.307

Onde Z_c é o fator de compressibilidade no ponto crítico e β_{pr} é obtido das correlações empíricas de Peng-Robison (1976)

$$\beta_{pr} = 0.37464 + 1.5422w - 0.26992w^2 \quad (2.11)$$

No caso de hidrocarbonetos maiores do que n – decano a correlação de Peng–Robison (1978) é

$$\beta_{pr} = 0.379642 + 1.48503w - 0.164423w^2 + 0.016666w^3 \quad (2.12)$$

Nas equações acima, P, V e T representam a pressão, o volume molar e a temperatura absoluta, R é a constante universal dos gases e ω o fator acêntrico da substância.

Os valores dos coeficientes de equilíbrio de todos os pseudo-componentes são determinados internamente no programa Winprop (2005) a partir do cálculo do coeficiente de fugacidade de cada componente nas fases em equilíbrio. A fugacidade de um componente é uma quantidade definida em termos da energia livre que passa de um estado para outro. Dodge e Newton (Mcain, 1973) mostraram que fugacidade de um componente na fase gás é igual à fugacidade do próprio componente na fase líquida, se ambas as fases estão em equilíbrio. Então:

$$\frac{y_i}{x_i} = \frac{f_{Li}}{f_{Vi}} = K_i \quad (2.13)$$

onde y_i é fração molar do componente i na fase gasosa,

x_i é fração molar do componente i na fase líquida,

f_{Li} é a fugacidade do componente i na fase líquida,

f_{Vi} é a fugacidade do componente i na fase gasosa,

K_i é coeficiente de equilíbrio do componente i para uma dada pressão e temperatura.

2.1.4.2 Caracterização do Óleo Pesado

A correlação das propriedades de comportamento das fases de óleos crus convencionais, utilizada freqüentemente, se fundamenta nas equações de estado de Van-der-Waals. Por exemplo, aquelas sugeridas por Peng-Robinson e Soave-Kwong. Estas equações requerem a determinação, para cada componente da mistura, das propriedades críticas T_c e P_c , do fator de acentricidade W e dos coeficientes binários.

Uma prática comumente utilizada nos simuladores térmicos é dividir o óleo cru num número limitado de pseudocomponentes (4 ou 5). Vários autores têm apresentado vários métodos para subdividir o óleo pesado em frações ou pseudocomponentes. Estes modelos em sua maioria foram desenvolvidos a partir dos dados obtidos da caracterização de óleos leves. Então, a utilização em óleos pesados pode ser uma aproximação muito distante da realidade, já que o óleo pesado tem uma maior quantidade de frações residuais, asfaltenos, resinas e um conteúdo menor de frações leves.

Um procedimento experimental para determinar as propriedades (massa molecular, gravidade específica, composição molar e temperatura de bolha) dos pseudocomponentes de um óleo cru pesado é descrito no trabalho de Sunil L. Kokal et al (1989). Neste procedimento o óleo morto é dividido em quatro frações: uma fração insolúvel no pentano e a fração remanescente é dividida em três frações, por um processo de destilação. As propriedades críticas dos pseudocomponentes, o fator de acentricidade e os coeficientes de interação são determinadas utilizando ambos, as propriedades dos pseudocomponentes obtidas de forma experimental e os modelos de caracterização apresentados na literatura (Twu, 1984, Goossen, 1996 e Riazi-Daubert 1980).

2.1.5 Interação Rocha-fluidos

Este inciso proporciona a informação básica que define o comportamento dos fluidos sob diferentes condições de saturação e sob a ação das forças capilar e gravitacional.

2.1.5.1 Permeabilidades Relativas

As permeabilidades relativas em rochas convencionais são obtidas através de análises especiais de testemunhos. Num reservatório fraturado, a avaliação da curva de permeabilidade relativa é mais complicada devido à natureza do sistema de porosidade dupla, em que os blocos da matriz estão divididos entre si por uma fratura. Esta divisão gera uma descontinuidade no escoamento multifásico.

As curvas de permeabilidade relativa, água – óleo e gás – óleo, nos blocos da matriz, são determinadas da mesma forma que no caso dos reservatórios convencionais. Já para a fratura, onde uma porosidade secundária ocorre, as medições convencionais são questionáveis se a porosidade secundária é significativa e se está uniformemente distribuída.

As curvas de permeabilidade relativa para as fraturas dentro de um reservatório fraturado são modeladas comumente através de linhas retas. Estas curvas tiveram como origem o trabalho publicado por Romm em 1966. Ele mostrou, baseado em experimentos de escoamento entre dois planos paralelos de vidro, que existe uma relação linear entre a permeabilidade relativa da fase e sua saturação. Contudo, outros autores têm mostrado que essa relação pode não ser linear:

Rossen e Kumar (1994) definiram um parâmetro chamado H_D , que define a razão entre a força gravitacional e a força capilar dentro de um reservatório.

$$H_D = \frac{\Delta\rho g H}{\gamma / b_o} \quad (2.14)$$

onde $\Delta\rho$ é a diferença de densidade entre as fases, g é a aceleração de gravidade, H é altura da fratura, γ é a tensão interfacial e b_o significa a metade da abertura da fratura.

O parâmetro H_D quantifica a existência ou não da força gravitacional dentro do reservatório. Quando $H_D > 10$ uma segregação total de fases pode ocorrer e é permitido utilizar a relação linear,

por outro lado, um valor de $H_D = 0$ indica que o processo é dominado pelas forças capilares e uma relação não linear é possível.

De la Porte et al em 2005, utilizando o parâmetro H_D , concluíram que para um sistema gás-óleo, onde as fraturas estão cheias de gás, as curvas de permeabilidades relativas podem ser representadas por uma relação linear. No caso de um sistema água – óleo com as fraturas cheias de água eles concluíram que com $H_D < 5$ deveria usar-se uma relação não linear para representar as curvas de permeabilidades relativas.

O efeito da temperatura na permeabilidade relativa tem sido pesquisado por vários autores (Edmondson, 1965, Davidson, 1969 e Poston 1970). Todos eles mostram uma diminuição na saturação de óleo residual com o aumento da temperatura, mas não chegam a um acordo sobre os fatores que influenciam na razão da permeabilidade (k_w/k_o) pelo efeito da mudança de temperatura. Já no trabalho experimental de Weinbrant R. M. et al. (1972), desenvolvido para um processo dinâmico de deslocamento de fluidos (água-óleo), sobre o efeito de temperaturas elevadas em testemunhos pequenos, os autores mostram que para um incremento da temperatura: (1) a saturação de água irreduzível aumenta, (2) a saturação de óleo residual diminui, (3) a permeabilidade relativa do óleo aumenta, (4) diminui a razão da permeabilidade (k_w/k_o), e a permeabilidade absoluta também diminui.

2.1.5.2 Curvas de Pressão Capilar

Em reservatórios fraturados, as curvas de pressão capilar representam um papel mais importante do que em reservatórios convencionais. A força capilar em reservatórios fraturados é um componente importante dos mecanismos de recuperação, já que contribui significativamente no processo de deslocamento, por embebição ou por drenagem, dos hidrocarbonetos da matriz. No caso do escoamento por drenagem, a força capilar é oposta à entrada de uma fase não molhante dentro da matriz, enquanto num deslocamento por embebição a força capilar atua como a força motriz de deslocamento da fase não molhante da matriz. Por essas razões, a relação entre o fluido que satura a fratura e a matriz determina o tipo de processo de deslocamento que ocorrerá durante a ação produtiva.

A curva de pressão capilar para o caso da matriz é determinada a partir de uma combinação entre a pressão capilar (P_{ca}) e a pressão gravitacional (P_G).

A presença da pressão gravitacional está relacionada a uma diferença de densidade entre os fluidos presentes na fratura e na matriz e pode ser expressa como:

$$P_G = H\Delta\rho g \quad (2.15)$$

onde H é altura da fratura, $\Delta\rho$ é a diferença de densidade entre as fases e g é aceleração da gravidade.

A pressão capilar levada a uma altura média pode ser expressa como:

$$P_{ca} = h_c \Delta\rho g \quad (2.16)$$

onde h_c é a altura média do capilar, que depende da média dos raios dos capilares dos poros ($r_{c,mp}$). Entre eles vale a aproximação a seguir:

$$h_c \cong \frac{1}{r_{c,mp}} \quad (2.17)$$

A força capilar pode ser maior se os poros forem pequenos, enquanto, a força gravitacional pode aumentar com o aumento da altura dos blocos da matriz. Como resultado disso, a força gravitacional pode superar a força capilar, nos casos de blocos altos e poros grandes, enquanto a força capilar domina nos poros pequenos.

A relação da força gravitacional com a saturação de água pode ser considerada similar a uma curva de pressão capilar (Saidi, 1988). Então, é permissível escrever P_G equivalente a uma pressão capilar negativa (P_{ca}), onde o sinal negativo de P_G é um sinal convencional representando que ambas as forças podem deslocar fluidos da matriz numa mesma direção.

Baseado também no experimento de Romm (1966), é prática comum durante a simulação de reservatórios fraturados, considerar-se a curva de pressão capilar para as fraturas com valor nulo, seja em sistemas água – óleo ou em sistemas gás – óleo. No entanto, Firoozabadi e Hauge (1990), num trabalho experimental de drenagem contínua de um bloco da matriz numa centrífuga para um sistema água-óleo, mostraram a validade de considerar a pressão capilar nas fraturas.

De la Porte J. J et al (2005), num estudo de simulação numérica de um reservatório fraturado, mostraram que a curva de pressão capilar para um sistema gás-óleo pode ser diferente de zero se as fraturas forem estreitas e estiverem saturadas de gás. Eles apontaram que a recuperação de óleo da matriz pode ser subestimada (pela metade) quando a pressão capilar num sistema gás-óleo é estabelecida como nula.

Em 1970, Poston et al também apontaram que a saturação de água irreduzível, num modelo experimental de deslocamento numa areia não consolidada, aumenta com a elevação da temperatura. Como já vimos anteriormente, seus resultados indicaram mudanças importantes nas permeabilidades relativas do óleo e da água. Tudo isso permitiu que ele sugerisse que a temperatura afeta a molhabilidade da areia e que, devido à relação entre a permeabilidade relativa e curva de pressão capilar, a curva de pressão capilar é dependente da temperatura.

Sinnokrot A. A et al (1971) também confirmaram essa dependência da pressão capilar com a temperatura em arenitos, embora, no caso da dolomita o efeito não tenha sido significativo. Em geral existe uma dependência entre a pressão capilar e a temperatura, mas os autores não puderam fundamentar as razões desta dependência.

2.2 Dissolução da Calcita

Este item apresenta a teoria básica da cinética da dissolução da calcita e do efeito da temperatura sobre essa taxa de dissolução utilizada, neste trabalho, na avaliação do mecanismo de geração de CO₂.

2.2.1 Cinética da Dissolução da Calcita

A cinética relaciona-se com a velocidade de uma reação química e os mecanismos da reação. A termodinâmica, por outro lado, relaciona-se com o estado da substância e a energia da reação. Os princípios termodinâmicos dão uma idéia de quando uma reação pode ocorrer num dado sistema, contudo, a cinética nos diz a que velocidade essa reação ocorre.

A reação entre um sólido e uma solução líquida implica em mudanças na massa do sólido e na composição da solução. Se o sólido é dominante, a composição da solução pode evoluir para uma condição de sub-saturação, em que o controle da reação é habitualmente um processo controlado pela superfície. Por outro lado, se a solução é dominante, poucas mudanças vão ocorrer na composição da solução e o sólido será rapidamente dissolvido, sendo o processo controlado pela difusão.

As reações controladas pela superfície ocorrem quando a taxa de dissolução é menor do que a difusão, resultando numa composição da solução uniforme ao longo da distância desde a superfície. Estas reações geralmente têm uma maior energia de ativação do que a difusão e com freqüência seus valores são muito altos.

Na área da geociência, a equação mais utilizada é uma equação controlada pela superfície, que descreve a taxa da dissolução do carbonato (Morse e Berner, 1974) pela seguinte equação:

$$R_{carb} = \frac{dm_{calcita}}{dt} = \left(\frac{A^*}{V} K \right) (1 - \Omega)^n \quad (2.18)$$

Onde R_{carb} é a taxa de dissolução do carbonato em mili mol $m^{-2}d^{-1}$,

$m_{calcita}$ são moles de calcita, t é o tempo,

A^* é a área total da superfície do sólido,

V é o volume da solução, K é uma taxa constante,

$(1-\Omega)$ é o termo que reflete a afinidade da reação química (este é o grau de sub-saturação ou sobre-saturação da solução),

n é uma constante positiva, conhecida como ordem da reação.

Esta reação empírica simples tem a vantagem de num gráfico de R vs $\log(1-\Omega)$, a interceptação com a ordenada produz o valor K e a inclinação fornece a constante n . Para soluções onde o PH da solução é aproximadamente neutro e a calcita está perto do equilíbrio ($\Omega > 0.6$) a reação de dissolução da calcita pode ser representada pela equação:

$$R = k_{diss} (1 - \Omega)^n \quad (2.19)$$

onde k_{diss} é a taxa constante de dissolução da calcita e $(1-\Omega)$, como já apontado acima, é o termo que reflete a afinidade da reação química.

2.2.2 Efeito da Temperatura e da Pressão na Taxa de Dissolução

A temperatura e a pressão modificam a taxa de dissolução (k_{diss}). A dependência de (k_{diss}) com T pode ser expressa utilizando-se a relação clássica de Arrhenius:

$$k_{diss} = A^{**} \exp\left(\frac{-E_a}{RT}\right) \quad (2.20)$$

onde A^{**} é uma constante conhecida como fator de frequência, E_a é a energia de ativação global, R é a constante dos gases e T a temperatura.

A relação entre (k_{diss}) e T é:

$$\ln k_{diss} = \ln A^{**} - \frac{E_a}{RT} \quad (2.21)$$

O efeito da pressão do fluido, sobre a taxa de dissolução da calcita não é considerado, porque existem poucos dados a respeito na literatura.

As reações controladas pela difusão ocorrem quando a taxa da reação é menor do que a difusão do produto para longe da superfície. A saturação é então obtida referenciada à superfície. A energia de ativação, num processo controlado pela difusão, é baixa (próximo de 5 kcal/mol) comparada com a energia de ativação num processo controlado pela superfície (12-17 kcal/mol).

Matematicamente, a difusão é regida pela lei de Fick:

$$J = -D \left(\frac{c_{eq} - c_r}{x} \right) \quad (2.22)$$

onde J é o fluxo da mesma por unidade de área, D é o coeficiente de difusão e x é a distancia da fronteira analisada. Se, multiplicamos a equação acima pela área da superfície (A), obtemos a taxa total de dissolução. Além disso, se c_{eq} e c_r são divididos por c_{eq} e $n=1$ obtemos a mesma equação que no caso da reação controlada pela superfície.

A taxa de geração ou consumo de CO₂ como função da temperatura pode ser descrita através da teoria cinética química. Um modelo cinético para a geração ou consumo de CO₂ foi proposto por Charle et al., (1987). Neste modelo, a taxa de dissolução de um carbonato na zona mais aquecida, próxima ao poço injetor, é considerada como proporcional ao grau de sub-saturação do liquido em relação ao CO₂ (cinética linear de primeira ordem). Durante o escoamento até o poço produtor ocorre queda da temperatura e a fase água fica sobre-saturada de CO₂. Nesta área, o CO₂ pode precipitar-se em forma de calcita.

Segundo o modelo de Charle et al., (1987),

$$\frac{\partial C}{\partial T} = \left[\left(\frac{fk_o}{\phi} \right) e^{-E/RT} \right] [C_{eq}(T) - C] \quad (2.23)$$

onde f é a taxa fracionária de dissolução ou de precipitação da calcita, k_o é um termo cinético pré- exponencial, (d^{-1})

ϕ é porosidade total do reservatório

E é a energia de ativação para a dissolução ou precipitação da calcita, kcal/mol

R é a constante dos gases, J/(K-gmole)

Temperatura, °C

C_{eq} é a concentração de CO_2 no estado de equilíbrio, mol/g de solução.

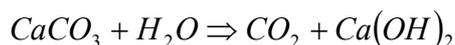
C é a concentração de CO_2 , moles de CO_2 divididos por gramas de solução.

A concentração de CO_2 é determinada a partir dos estudos de Giggenbach (1981) sobre a concentração de CO_2 em sistemas geotérmicos. O autor desenvolveu uma equação que descreve a pressão parcial do CO_2 e a conversão desta para uma concentração de CO_2 .

O termo $\left[\left(\frac{fk_o}{\phi} \right) e^{-E/RT} \right]$ é equivalente à equação de Arrhenius. O mesmo descreve o efeito da temperatura na taxa de dissolução da calcita. O segundo termo $[C_{eq}(T) - C]$ representa a variação da concentração de CO_2 a partir da sua concentração de equilíbrio.

O CO_2 é freqüentemente produzido durante um processo térmico de injeção de vapor. A grande quantidade de CO_2 produzida durante este processo é somente possível pela presença de uma fonte de mineral carbonático. As referências encontradas nos sistemas geotérmicos naturais mostram que o CO_2 é gerado naturalmente em condições hidro-térmicas (~300 ° C) pela dissolução do mineral carbonático.

A reação química entre a água e a rocha carbonática, sob o efeito da temperatura, provoca a liberação de dióxido de carbono e a precipitação de hidróxido de cálcio:



Esta reação química pode gerar quantidades significativas de gás na matriz. O dióxido de carbono gerado pode expulsar o óleo do bloco da matriz para as fraturas, de onde depois é recuperado. A distribuição do gás dentro da matriz vai depender da taxa de geração de gás e da taxa de difusão. Se a taxa de geração é baixa, as bolhas estarão inicialmente dispersas e a

moléculas de gás fluirão através do óleo pelo efeito da difusão. Neste caso, as bolhas existentes podem se desenvolver muito e poucas bolhas novas vão se formar. Se a taxa de geração é alta, uma supersaturação de gás pode se formar localmente antes que o efeito de difusão ocorra entre as bolhas existentes. Neste caso, quantidades significativas de pequenas bolhas vão se desenvolver.

Capítulo 3

Metodologia

Neste capítulo, dois modelos semelhantes são propostos para representar uma célula padrão do reservatório naturalmente fraturado e sobre a qual serão investigados os mecanismos de recuperação sob a ação da injeção de vapor. O Modelo-1, que descreve o aquecimento de uma seção (bidimensional) simétrica de um bloco da matriz, e o Modelo-2, que descreve o aquecimento desse mesmo bloco na direção vertical. Por outro lado, é apresentado um procedimento para avaliar nesses modelos o impacto individual e coletivo dos mecanismos de recuperação de óleo pesado em RNF durante um processo térmico de injeção de vapor.

3.1 Modelo-1

3.1.1 Modelo de Escoamento dos Fluidos

Neste trabalho, o modelo clássico de escoamento de fluido e de transferência de calor em RNF, chamado de porosidade dupla, é representado a partir de um modelo de porosidade simples, onde a fratura e a matriz são concebidas como células separadas de simulação. Na direção horizontal, a matriz é dividida em várias células que se comunicam entre si. Contudo, o escoamento dos fluidos desde a matriz até o pseudo-poço produtor somente é possível através da rede de fraturas. O mecanismo de aquecimento do reservatório é principalmente por condução, já que a ação de aquecimento da matriz por convecção é limitada pelo fluxo preferencial do vapor através da rede de fraturas.

3.1.2 Descrição do Modelo

O Modelo-1 representa, numa seção horizontal, o processo de aquecimento de um bloco singular da matriz contornado por uma fratura e cortado simetricamente por um plano vertical. A Figura 3.1 ilustra a geometria da unidade matriz-fratura assumida. A parte central da geometria (cor verde) do modelo representa um bloco de matriz porosa de 3,048 m nas direções X, Y e Z, saturada inicialmente com óleo pesado e água conata e circundada por uma fratura de 0,3048 m nas direções X, Y e de 3,048 m na direção Z (cor azul), em que dois pseudo-poços se localizam em seus extremos a uma mesma profundidade: o injetor, que tem a finalidade de introduzir o vapor na fratura e o produtor, que tem o objetivo de escoar os fluidos da fratura. O topo do modelo está localizado à profundidade de 457,2 m e a base dele está localizada à profundidade de 460,24 m. No topo e na base do modelo, as condições são de isolamento térmico e impermeabilidade ao escoamento de fluidos.

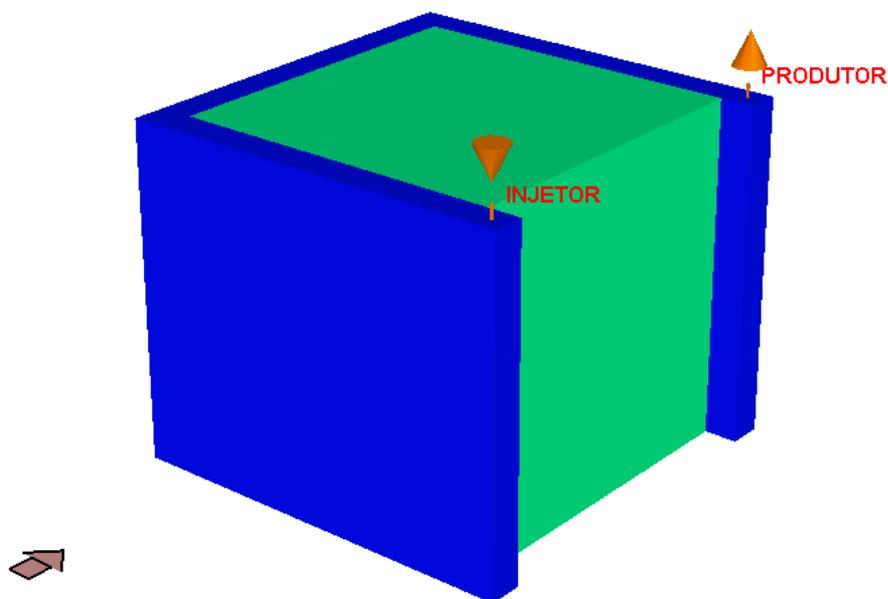


Figura 3.1 Representação tridimensional do Modelo-1.

3.1.3 Propriedades da Rocha e dos Fluidos

3.1.3.1 Propriedades da rocha

A rocha representada neste modelo é uma calcita (CaCO_3), a qual possui as características seguintes: matriz de suporte (*mudstone*), com porosidade múltipla (porosidade primária e secundária), com armazenamento do tipo A (o armazenamento de fluidos na matriz é muito maior do que na fratura), com a presença de alguma mineralização secundária (as fraturas não são fechadas devido ao processo produtivo) e admitindo a presença de rocha dentro das fraturas. Na tabela 3.1 são mostradas as propriedades da matriz e da fraturas utilizadas no modelo.

Tabela 3.1 Propriedades da Matriz e da Fratura.

Propriedade	Matriz	Fratura
Porosidade, (fração)	0,22	0,02
Permeabilidade, (mD)	1,0	20000,0
Compressibilidade, (1/kPa)	7,25 E-05	4,35 E-05
Condutividade térmica, (J/m-s-°C)	1,564	1,564
Capacidade calorífica, (J /m ³ -°C)	1,4184E+06	1,4184E+06

As perdas de calor para as formações vizinhas não são consideradas nos modelos de simulação, uma vez que o modelo simulado representa um bloco fundamental do meio fraturado e como tal se repete por toda a dimensão do meio que representa.

3.1.3.2 Propriedades dos Fluidos

Neste trabalho os fluidos estão agrupados em três fases: (1) a fase oléica, (2) a fase aquosa e (3) a fase gasosa e os sólidos numa outra fase (4). A fase sólida e a determinação de suas constantes de equilíbrio seguem a metodologia proposta no trabalho de Sunil L. Kokal et al. (1984).

Duas formulações do componente óleo são representadas: a primeira com óleo fracionado, em que o componente óleo é dividido em três pseudo-componentes (leve, médio e pesado) e a segunda com óleo sintético, em que o componente óleo é considerado como um só componente.

3.1.3.2.1 Componente na Fase Óleo

De maneira geral, a fase óleo é composta pelo componente óleo, o componente metano (dissolvido no óleo) e, sob certas condições de pressão e temperatura, o componente CO₂ pode também aparecer nesta fase.

Determinação dos valores de equilíbrio do óleo fracionado

As constantes de equilíbrio do óleo fracionado vivo (certos volumes de metano dissolvido nele) e da sua mistura com CO₂ são determinadas a partir de três estudos experimentais desenvolvidos no centro de pesquisas de Cuba Petróleo (Mateo, J. A, et. al, 2003): (1) um estudo de destilação de uma amostra de óleo morto; (2) um estudo de recombinação do óleo morto com metano e (3) um estudo de mistura de um óleo vivo com CO₂. Os resultados experimentais destes estudos foram ajustados a uma das equações cúbica de estado de van der Waals (VDW), através do simulador de fases Winprop da CMG. Logo, as constantes de equilíbrio, para o óleo fracionado vivo e sua mistura com CO₂, são determinadas dessa equação de estado.

Estudo experimental (1) Determinação da composição e das propriedades dos componentes do óleo morto: Destilação de uma mostra de óleo morto.

O experimento teve a finalidade de determinar a composição molar, as propriedades críticas, o fator de acentricidade e os coeficientes de interação dos pseudo-componentes em que o óleo cru é dividido. Inicialmente, numa mistura de um óleo morto e pentano, o óleo morto foi dividido em duas frações: (a) uma fração insolúvel no pentano (sólido) e (b) outra solúvel no pentano (óleo desasfaltenizado). Depois, o óleo desasfaltenizado foi dividido por um processo de destilação fracionada em três frações: leve (temperaturas de destilação até 180 °C), média (temperaturas de destilação até 280 °C) e pesada (para temperaturas de destilação superiores a 280 °C). Em seguida,

foram determinados a gravidade específica (GE), a temperatura no ponto de bolha (Tb), o peso molecular (PM), a viscosidade (μ) e a composição mássica (w) de cada pseudo-componente e do componente chamado sólido (ver Tabela 3.2). Com a finalidade de reduzir o número de componentes no modelo (abreviar o tempo de simulação), o componente chamado sólido e o pseudo-componente da fração pesada foram unidos num pseudo-componente, denominado pesado. Finalmente, as propriedades críticas, o fator de acentricidade e os coeficientes de interação molecular dos pseudo-componentes foram determinados, utilizando ambos, as propriedades dos pseudo-componentes obtidas de forma experimental (GE, Tb e PM) e os modelos de caracterização presentes na literatura (Tabela 3.3). As características obtidas dos pseudo-componentes leve, médio e pesado, necessários para a determinação de suas propriedades críticas, são mostradas na Tabela 3.4.

Tabela 3.2 Resultados Experimentais Obtidos da Destilação Fracionada.

Fração	GE*	PM gmol/mol	Tb °C	μ^{***}		w
				cp	Óleo cru Óleo desasfaltizado	
Óleo cru	0,9998	584,0**		131829	-	
Sólidos	1,71	1048,7**		-	0,368	
Óleo desasfaltizado	0,8907	332,00**	-	8,69	0,632	
Leve	0,7455	112,18	70-180	0,63		0,133
Média	0,8666	166,63	180-280	3,06		0,139
Pesada	1,0049	740,00**	>280	-		0,728

* Gravidade específica a 15 °C

** massa molecular calculada

***viscosidade a 20 °C

Tabela 3.3 Correlações para a Determinação das Propriedades dos Pseudo-componentes.

Correlação	GE	Tb, ° C	PM gmol/mol
Twu (1984)	1,436	> 715	-
Goossen (1996)	0,63	33 até 740	716 até 1685
Riazi-Daubert (1980)	-	>455	70 até 300

Segundo o manual de Winprop (2005), a correlação de Lee-Kesler (1976) é recomendada para a determinação do fator acêntrico das frações de óleo.

Tabela 3.4 Características dos Pseudo-componentes.

Componente	Fração em (moles)	PM (gmol/mol)	Densidade relativa -
Leve	0,431527	112,18	0,742
Médio	0,302823	166,63	0,863
Pesado	0,26565	1788,7	1,575

Na Tabela 3.5 são apresentados os valores de P_c , T_c e o fator de acentricidade (W) obtidos dos dados experimentais do experimento anterior.

Tabela 3.5 Valores de P_c , T_c e W dos Pseudo-componentes.

Componente	P_c (kPa)	T_c (°C)	W -
Leve	23,009	711,612	0,472656
Médio	26,917	578,613	0,336279
Pesado	6,349	1180	1,540889

Determinação da composição e das propriedades da mistura do óleo morto com metano (óleo vivo): Recombinação do óleo morto com metano.

O experimento teve como objetivo representar o comportamento de um óleo vivo (óleo com gás em solução) nas condições do reservatório através da equação de estado de Peng – Robinson. Numa câmara de PVT, o óleo vivo foi obtido da recombinação de óleo morto com gás metano. A Tabela 3.6 apresenta as condições em que foi desenvolvido o experimento e as propriedades da mistura obtida. Em seguida, uma equação de estado foi ajustada com os resultados experimentais

obtidos (Tabela 3.7), já incluindo a divisão do óleo morto em pseudo-componentes, feita no experimento anterior.

O ajuste da pressão de saturação do óleo vivo foi realizado mudando-se os valores críticos das propriedades do resíduo. No caso da densidade da mistura o ajuste foi obtido pela mudança da massa molecular do resíduo. A viscosidade da mistura, que não está incluída na equação de estado, foi ajustada a partir da correlação de Pedersen e Fredenslund (1987). A Tabela 3.7 mostra os parâmetros da equação de estado de Peng – Robinson para cada pseudocomponente, obtidos a partir dos resultados do experimento.

Tabela 3.6 Propriedades do Óleo Vivo a 60 °C .

Propriedade	valor
Pressão de saturação (MPa)	12,0
Razão gás óleo (m ³ /m ³)	24,0
Viscosidade do óleo vivo (mPa,s)	194,0
Densidade do óleo vivo (kg/m ³)	980,0
Fator volume de formação do óleo à pressão de saturação (vol/vol)	1,06

Tabela 3.7 Parâmetros da Equação de Estado de Peng – Robinson

Componente	Composição	P _{CRIT.}	T _{CRIT.}	W	PM	Ωa	Ωb	GE
	(fração)	(kPa)	(°C)		(gmol/mol)	-	-	-
Metano	0,315	45,40	190,60	0,008	16,04	0,457	0,078	0,30
Leve	0,229	26,83	581,80	0,338	89,74	0,457	0,078	0,75
Meio	0,240	17,18	741,52	0,613	189,07	0,457	0,078	0,84
Pesado	0,216	8,65	1159,47	1,298	1563,80	0,457	0,078	1,09

Determinação das propriedades da mistura de um óleo vivo com CO₂: Mistura de óleo vivo com CO₂

Este experimento teve a finalidade de representar na equação de estado de Peng Robinson, obtida do experimento anterior, a dissolução no óleo vivo do CO₂ liberado da dissolução do mineral carbonático. O óleo vivo obtido no experimento da recombinação foi misturado com CO₂ dentro de uma célula PVT. Na Tabela 3.8 são apresentadas as condições termodinâmicas em que foi desenvolvido o experimento e as propriedades da mistura obtida. Posteriormente, com os dados obtidos, a equação estado de Peng Robinson (Tabela 3.7) foi corrigida a partir da modificação dos coeficientes binários de interação entre o CO₂ e os pseudo-componentes. Os coeficientes binários de interação levam em conta a interação entre as moléculas e seus valores foram obtidos pelo ajuste aos dados experimentais mostrados na Tabela 3.8 para ambas as pressões através da simulação deste experimento num separador com duas etapas. Na Tabela 3.9 estão mostrados os coeficientes de interação binários obtidos do processo de ajuste e no Apêndice 1 é apresentado, o arquivo de entrada do simulador Winprop, (2005), que proporciona os coeficientes de equilíbrio para cada pseudo-componente, em função da quantidade de CO₂ dissolvido.

Tabela 3.8 Propriedades da Mistura do Óleo Vivo com (CO₂)

Pressão	10 MPa	7,5 MPa
Densidade da fase líquida, g/ml	0,97	0,965
RGP da fase líquida, ml/ml	58,9	43,0
Bg da fase de vapor, ml/ml	0,008	0,01196
Composição inicial da mistura, % molar	47,3 (CO ₂)	-
	7,7 (C1)	-
	45,0 (Óleo)	-
Viscosidade da mistura, (cp)	104,0	297,5

Tabela 3.9 Coeficientes de Interação Binários entre o CO₂ e os Pseudo-componentes.

Componentes	C1	Leve	Médio	Pesado
Coeficientes de interação binários	0,2	0,2	0,08	0,05

Óleo sintético

O óleo sintético é formado por dois componentes: metano e óleo misto, este último representa o agrupamento dos pseudo-componentes leve, médio e pesado num só componente. Os coeficientes de equilíbrio que representam o comportamento termodinâmico deste óleo foram obtidos através da adequação de uma equação de estado à apresentada para o óleo fracionado (Tabela 3.8). A Figura 3.2 apresenta os diagramas de fases para ambos os modelos (óleo fracionado e óleo misto) e a Tabela 3.10 apresenta os resultados do ajuste da equação de estado de Peng – Robinson para o modelo de óleo misto.

Tabela 3.10 Parâmetros da Equação de Estado de Peng – Robinson para o Óleo Misto.

Componente	Composição	PCRIT	TCRIT	W	PM	Ω_a	Ω_b	GE
	(fração)	(kPa)	(°C)		(gmol/mol)	-	-	-
Metano	0,315	45,40	190,60	0,008	16,04	0,457	0,078	0,30
Óleo	0,685	17,403	1300	0,398	478,992	0,436	0,0780	1,009

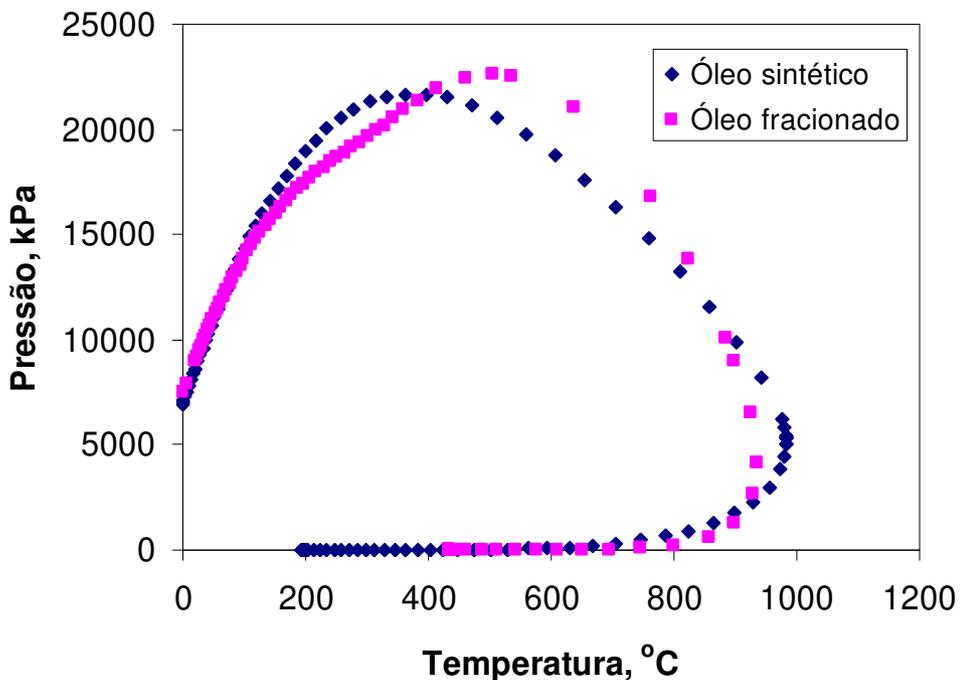


Figura 3.2 Diagramas de Fases para o Óleo Fracionado e o Óleo Sintético.

Com a finalidade de considerar o comportamento do óleo misto sob diferentes condições de composição do CO₂, o coeficiente binário de interação molecular entre os componentes foi ajustado aos dados experimentais do segundo experimento apresentado para o óleo fracionado conforme a Tabela 3.11. O Apêndice A proporciona o arquivo de entrada do programa Winprop, (2005) que fornece as constantes de equilíbrio dos componentes do óleo misto.

Tabela 3.11 Coeficientes de Interação Binários entre o CO₂ e o Óleo Misto.

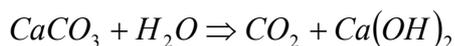
Componentes	C1	Misto
Coeficientes de interação binários	0,15	0,675

3.1.3.3 Componentes na Fase Água

A fase aquosa é constituída por dois componentes: (1) um componente referente à água intersticial, água 1 e (2) um componente referente à água injetada, água 2. A primeira representa a água que se encontra no modelo nas condições iniciais e a segunda representa a água que está sendo injetada no modelo.

3.1.3.4 Componentes na Fase Gás

A fase gasosa está representada pelo metano liberado da fase óleo, os pseudo-componentes (leve, médio e pesado), destilado do óleo fracionado e o CO₂ gasoso, gerado da reação química entre o carbonato e a água vaporizada (água 1 e água 2). O componente CO₂ gasoso é obtido da seguinte reação química, entre o carbonato de cálcio e a água, sob efeito da temperatura,



Determinação da taxa de geração CO₂

O modelo apresentado por Charle et al.(1987) pode ser reproduzido perfeitamente no modelo cinético proposto no simulador. Sua expressão geral é definida como:

$$r_k = r_{rk} \exp(-E_a / RT) \prod_{i=1}^{n_c} C_i^{e_k} \quad (3.1)$$

onde r_k representa a velocidade da reação, r_{rk} é o fator constante da reação e C_i é o fator de concentração para o componente que reage (CO_2). Aqui, a pressão parcial do CO_2 é utilizada para a determinação do fator de concentração do mesmo. A determinação de r_{rk} e E_a deve ser obtida de resultados de testes experimentais. Contudo, a literatura analisada apresenta poucos dados que permitam definir corretamente esses coeficientes. Neste trabalho foram usados os coeficientes $r_{rk}=180$ 1/dia e $E_a =33029,2$ kJ/kmol apresentados no trabalho de Charles et al. (1990).

3.1.3.5 Componentes da Fase Sólida

Os componentes da fase sólida estão representados por dois componentes: (1) um componente representando a parte da rocha que reage com a água pelo efeito de temperatura (10% da rocha que corresponde ao CaCO_3) e (2) um componente que vêm da precipitação do hidróxido de cálcio, produto da reação entre a água e a rocha, vista anteriormente.

A Tabela 3.12 mostra um resumo dos componentes envolvidos neste estudo e sua presença nas diferentes fases.

Tabela 3.12 Fases e Componentes.

Componentes	Fase oléica	Fase aquosa	Fase gasosa	Fase sólida
Água 1		x	x	
Água 2		x	x	
Metano	x		x	
CO_2	x		x	
Óleo misto	x			
Óleo leve, médio e pesado	x		x	
CaCO_3				x
Ca(OH)_2				x

3.1.4 Propriedades da interação rocha–fluido

As curvas de permeabilidades relativas para a matriz, tanto para o sistema óleo – água como para o sistema gás – óleo, são definidas da mesma maneira que no caso dos reservatórios convencionais. Já para a fratura, considerou-se para ambos os casos curvas de permeabilidades relativas retas, baseados no fato que o modelo é parecido com a representação experimental de Romm em 1972.

Como já visto no Capítulo 2, vários autores apresentam efeitos diferentes sobre as mudanças na curva de permeabilidade relativa oriundos do aumento da temperatura na rocha. No entanto, este trabalho não tem por objetivo avaliar esses efeitos, e considerou-se a curva de permeabilidade relativa como não dependente da temperatura.

Neste trabalho são utilizados os dados de permeabilidade relativa e pressão capilar da matriz apresentados no trabalho The Sixth SPE Comparative Solution Project: Dual Porosity Simulator (Firoozabadi e Tomas, 1990). A curva de pressão capilar para o caso da matriz é determinada a partir de uma combinação entre a pressão capilar (P_c) e a gravitacional (P_G). Por outro lado, a pressão capilar nas fraturas é considerada como nula. Nas Tabelas 3.13 e 3.14 são apresentados os dados de permeabilidade relativa e pressão capilar para a matriz e a fratura, respectivamente.

3.1.5 Condições iniciais do Modelo-1

As condições iniciais para os ensaios com o Modelo-1 são mostradas na Tabela 3.15, e representam um reservatório naturalmente fraturado com certos volumes de óleo produzido durante o regime de depleção primária e com as características seguintes: há saturação de óleo e água na matriz, a pressão e a temperatura na matriz e na fratura são iguais e a pressão de saturação de óleo é ligeiramente inferior à pressão na matriz. A saturação de água na fratura é considerada 100% porque o bloco de matriz representado encontra-se numa zona invadida pelo aquífero.

Tabela 3.13 Dados de Permeabilidade Relativa e de Pressão Capilar para a Matriz.

Sistema Água – Óleo			
Sw(%)	k_{rw}	k_{ro}	$P_{cwo}(kPa)$
0,20	0,000	1,000	6,89
0,25	0,005	0,860	3,45
0,30	0,010	0,723	2,07
0,35	0,020	0,600	1,03
0,40	0,030	0,492	0,00
0,45	0,045	0,392	-1,38
0,50	0,060	0,304	-8,27
0,60	0,110	0,154	-9,65
0,70	0,180	0,042	-68,95
0,75	0,230	0,000	-275,79

Sistema Gás – Óleo			
Sg (%)	k_{rg}	k_{rog}	$P_{cgo}(kPa)$
0,000	0,000	1,000	13,950
0,100	0,015	0,700	9,220
0,200	0,050	0,450	5,240
0,300	0,103	0,250	4,160
0,400	0,190	0,110	3,430
0,500	0,310	0,028	3,080
0,550	0,420	0,000	2,710

Tabela 3.14 Dados de Permeabilidade Relativa e Pressão Capilar para a Fratura.

Sistema Água – Óleo			
Sw (%)	k_{rw}	k_{ro}	P_{cwo} (kPa)
0,0	0,0	1,0	0,0
0,5	0,5	0,5	0,0
1,0	1,0	0,0	0,0

Sistema Gás – Óleo			
Sg (%)	k_{rg}	k_{rog}	P_{cgo} (kPa)
0,0	0,0	1,0	0,0
0,1	0,5	0,5	0,0
1,0	1,0	0,0	0,0

Tabela 3.15 Condições Iniciais do Modelo.

Parâmetro	Matriz	Fratura
Pressão (kPa)	12000,0	12000,0
Pressão de saturação (kPa)	11941,7	
Temperatura (°C)	60,0	60,0
Saturação de água (fração)	0,2	1,0

A Tabela 3.16 mostra os volumes iniciais do modelo, sob condições operacionais ($P=12.000$ kPa e $T=60$ °C) e sob condições de superfície ($P=101,1$ kPa e $T=15$ °C).

Tabela 3.16 Volumes Iniciais do Modelo sob Condições de Reservatório e de Superfície.

Condição de referencia	Volume total do modelo (m ³)	Volume do espaço poroso (m ³)	Volume da fase aquosa (m ³)	Volume da fase óleo (m ³)	Volume da fase Gás (m ³)
Reservatório	37,945	8,373	1,536	5,499	0,00
Superfície			1,515	5,198	125,28

3.1.6 Condições Operacionais

As condições operacionais de entrada e saída de fluidos do modelo estão determinadas para dois pseudo-poços: o injetor e o produtor. Nestes poços, o índice de produtividade foi calculado para permitir o livre escoamento dos fluidos através deles. A Tabela 3.17 apresenta as condições operacionais utilizadas no modelo.

Tabela 3.17 Condições Operacionais Utilizadas no Modelo.

Poço	Vazão (m ³ /d)	Pressão de fundo (kPa)	Qualidade do vapor	Temperatura de injeção (°C)	Componente injetado
Produtor		12029			
Injetor	5,0	12065	0,7	315,5	água

3.1.7 Malha de Simulação

Para a modelagem adequada dos mecanismos de recuperação de óleo requer-se uma análise de sensibilidade ao refinamento da malha de simulação, que deve ser compatível com a representação dos mecanismos de recuperação de óleo e com as aproximações matemáticas do método das diferenças finitas. A análise de sensibilidade é desenvolvida fazendo-se inicialmente uma simulação para uma determinada malha e depois reduzindo-se o espaçamento entre seus blocos, de forma sistemática.

Observe-se na Tabela 3.18 e na Figura 3.3, para um tempo de avaliação de 10 anos, as características das três malhas de simulação testadas neste estudo, os tempos de simulação consumidos em todos esses casos e o desempenho do fator de recuperação de óleo das mesmas.

A Figura 3.4 mostra o esquema areal desta malha e a localização dentro dela de quatro pontos (A, B, C, D e E), os quais têm o objetivo de avaliar, particularmente nessas locações da

matriz, o comportamento da pressão, da temperatura, da composição molar e das saturações dos fluidos.

Tabela 3.18 Características das Malhas de Simulação Utilizadas na Análise de Sensibilidade.

# da malha	Malha cartesiana	Bloco	# de células			Tamanho das células			Tempo de simulação hr:min:séc,
			I	J	K	I, m	J, m	K, m	
1.1	12x12x1	Matriz	10	10	1	0,3048	0,3048	0,3048	00:58:27
		Fratura	2	2	1	0,3048	0,3048	0,3048	
1.2	22x22x1	Matriz	20	20	1	0,1524	0,1524	0,3048	01:5:20
		Fratura	2	2	1	0,3048	0,3048	0,3048	
1.3	42x42x1	Matriz	40	40	1	0,0762	0,0762	0,3048	04:36:10
		Fratura	2	2	1	0,3048	0,3048	0,3048	

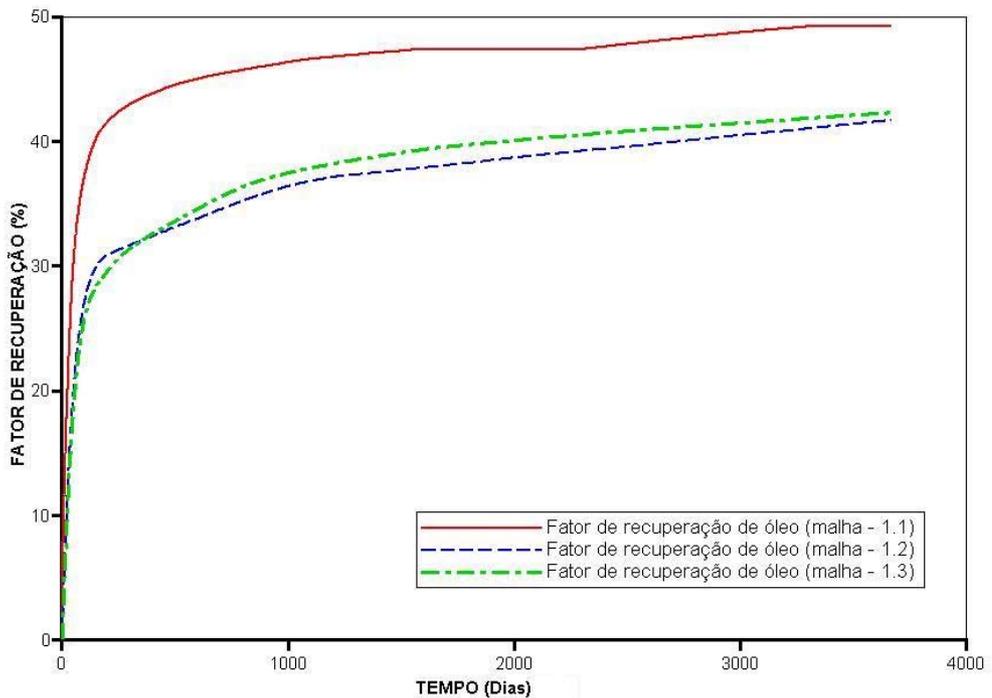


Figura 3.3 Fator de Recuperação de Óleo e Refinamento de Malha para o Modelo-1.

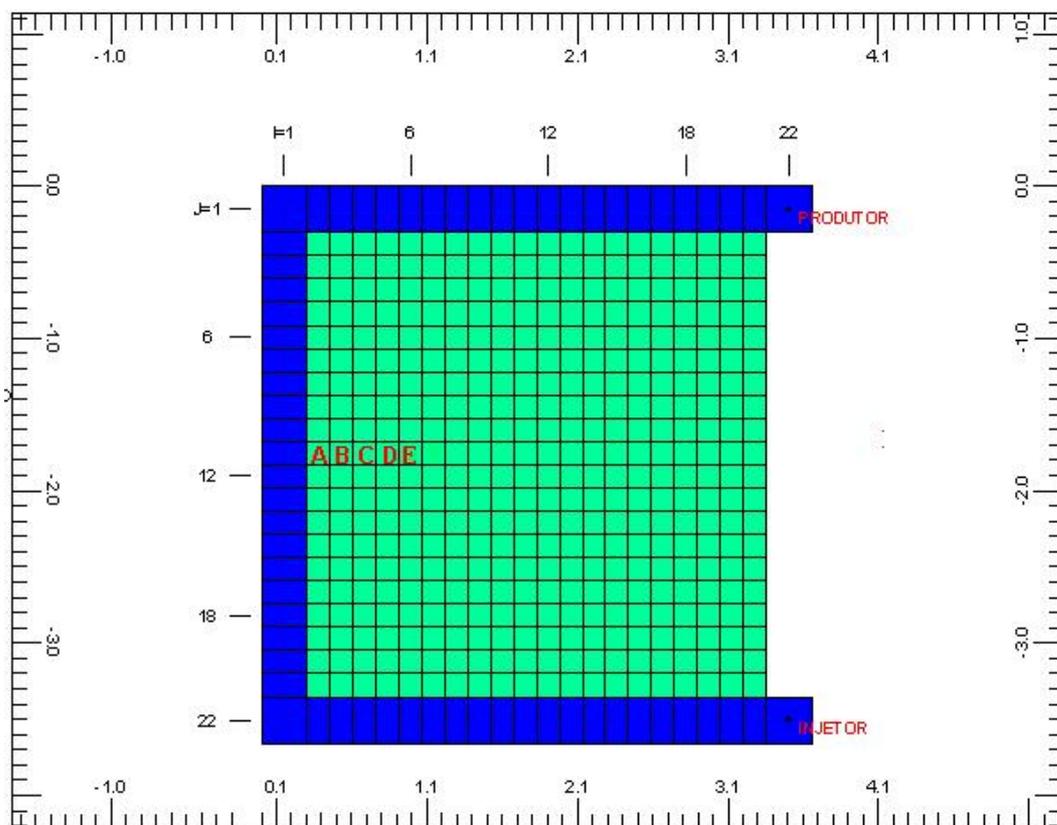


Figura 3.4 Vista Areal da Malha de Simulação do Modelo-1 na direção I-J.

3.1.8 Procedimento de Avaliação dos Mecanismos de Recuperação de Óleo da Matriz

Uma rodada prévia de simulação (ver Figura 3.5), em que se permitiu a atuação de todos os mecanismos envolvidos na recuperação de óleo com a injeção de vapor, foi utilizada para sondar a ordem de atuação de cada um deles. Inicialmente, note-se na Figura 3.5, que o aumento da temperatura da matriz é proporcional à fração molar de metano na fase gasosa e à redução da viscosidade do óleo no ponto A (ponto na matriz mais próximo à fratura). Desta forma acontecem de maneira conjunta os mecanismos de gás em solução e de redução da viscosidade. Depois, com o decorrer do aumento de temperatura da matriz, a água intersticial na matriz vaporiza (observe-se na Figura 3.5, o aumento da fração molar da água intersticial na fase gasosa) e origina o desenvolvimento do mecanismo de destilação do óleo por arraste de vapor. A seguir ocorre a reação química entre a água intersticial aquecida e a rocha. A fração molar do CO_2 na fase gasosa

aumenta conforme a Figura 3.5, dando lugar ao desenvolvimento do mecanismo de geração de CO₂. Por último quando o gradiente pressão no ponto A é inferior ao gradiente provocado pela pressão capilar (7 kPa) a água presente na fratura entra na matriz e dá lugar ao mecanismo de embebição capilar.

Desta maneira, o procedimento adotado no trabalho se fundamenta no acréscimo consecutivo dos mecanismos, seguindo a ordem cronológica de atuação e tem o objetivo de verificar a contribuição individual de cada um deles e suas possíveis contribuições combinadas.

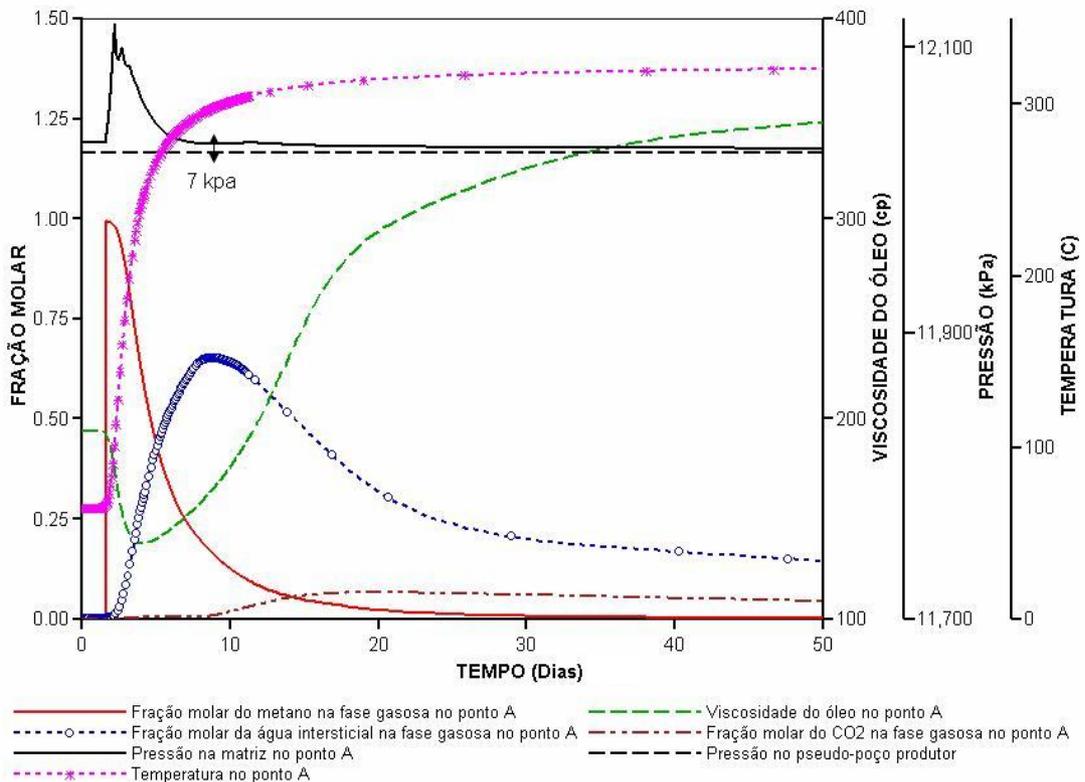


Figura 3.5 Ordem de Atuação dos Mecanismos de Recuperação de Óleo no Intervalo de 50 dias.

A partir de seis estudos de simulação é avaliado um conjunto de hipóteses, as quais determinam o comportamento dos mecanismos incluídos.

Estudo -1.1: Hipóteses de representação do mecanismo de gás em solução e de redução da viscosidade,

- Utiliza o Modelo-1 de simulação;
- Utiliza o óleo misto para representar o componente óleo na fase óleo: os pseudo-componentes não destilam e só existe liberação de metano sob o efeito da temperatura;
- A viscosidade do óleo é função da temperatura e da quantidade do metano dissolvido nele;
- A reação química entre a água quente e a rocha não acontece: não há liberação de CO₂;
- A vaporização da água da matriz não acontece: não há destilação por arraste de vapor;
- Pressão capilar na matriz e na fratura considerada como nula: a água injetada na fratura não entra na matriz pela ação das forças capilares.

Estudo-1.1a: Hipóteses de representação do mecanismo de gás em solução com redução da viscosidade do óleo,

- Todas as hipóteses apresentadas no Estudo-1.1 são assumidas, mas a saturação de água intersticial é considerada como nula. O objetivo é extrair os possíveis efeitos provocados pela presença da água intersticial.

Estudo-1.2: Hipóteses de representação do mecanismo de gás em solução sem redução da viscosidade do óleo, pela temperatura,

- Todas as hipóteses apresentadas no Estudo-1.1 são assumidas, com exceção, da viscosidade do óleo, que agora somente depende da quantidade do metano dissolvido nele;
- A saturação de água na matriz é considerada como nula.

Estudo-1.3: Mecanismo de gás em solução, de redução da viscosidade e de destilação,

- As hipóteses do Estudo-1.1 são validas, com as seguintes exceções: o óleo misto é mudado para óleo fracionado (seus pseudo-componentes com pontos de ebulição inferior à temperatura operacional destilam), e a vaporização da água na matriz é admitida.

Estudo-1.4: Mecanismo de gás em solução, de redução da viscosidade, de destilação de geração de CO₂,

- As hipóteses do Estudo-1.3 são aplicadas e se adiciona o processo de liberação de CO₂ por causa da reação química entre a água aquecida e o carbonato.

Estudo-1.5: Mecanismo de gás em solução, de redução da viscosidade, de destilação, geração de CO₂ e de embebição capilar,

- As hipóteses do Estudo-1.4 são aplicadas, no entanto, a hipóteses de que a pressão capilar na matriz é nula é modificada. Neste caso existe na matriz uma força que embebe a água da fratura.

Estudo-1.6: Mecanismo de expansão térmica e redução da viscosidade.

Este Estudo é um caso particular do Estudo 1-1 e tem como objetivo avaliar o mecanismo de expansão térmica. O mecanismo de expansão térmica só acontece se a pressão na matriz é superior à pressão de saturação do óleo para a temperatura operacional fornecida. Desta maneira a pressão inicial na matriz foi elevada até 20684 kPa e as hipóteses do Estudo1-1 são válidas para sua representação.

A Tabela 3.19 resume as hipóteses apresentadas neste modelo.

Tabela 3.19 Resumo das Hipóteses Escolhidas para o Modelo 1

Hipóteses	Estudo 1.1	Estudo 1.2	Estudo 1.3	Estudo 1.4	Estudo 1.5	Estudo 1.6
Óleo sintético	x	x				x
$\mu = \mu(P)$	-	x				
$\mu = \mu(P, T)$	x	-	x	x	x	
Óleo fracionado	-	-	x	x	x	
Vaporização da água na matriz	-	-	x	x	x	
Geração de CO ₂	-	-	-	x	x	
$P_{cm} = 0$	-	-	-	-	x	
$P_i = 20684 \text{ kPa}$	-	-	-	-		x

(x)- incluída e (-) não incluída

3.2 Modelo-2

3.2.1 Modelo de Escoamento dos Fluidos

No Modelo-2, aos conceitos do modelo clássico de escoamento de fluido e de transferência de calor em RNF, apresentado no Modelo-1, adiciona-se o efeito gravitacional. A fratura e a matriz são concebidas como células separadas de simulação. Na direção vertical, a célula da matriz é dividida em várias sub-células que se comunicam entre si e são referenciadas a profundidades diferentes. Por outro lado, a célula da fratura não é dividida e sua profundidade é referenciada à posição correspondente à metade de sua altura. Desta maneira, há uma diferença de altura entre as sub-células da matriz e a célula da fratura.

3.2.2 Descrição do Modelo-2

A Figura 3.6 mostra o Modelo-2 que representa, numa seção vertical, o processo de aquecimento de um bloco singular da matriz rodeado por uma fratura, o qual foi cortado simetricamente por um plano vertical. A parte central (cor verde) do modelo representa um bloco de matriz porosa de 3,048 m nas direções X, Y e Z, saturada inicialmente com óleo pesado e água conata e circundada por uma fratura (cor azul) de 0,3048 m nas direções X, Z e de 3,048 m na direção Y. Dois pseudo-poços se localizam no topo e na base do modelo: o injetor, que injeta o vapor na fratura, está localizado na base, e o produtor, que produz os fluidos da fratura, está localizado no topo. O topo do modelo está localizado à profundidade de 457,2 m e a base dele está localizada à profundidade de 460,9 m. No topo e na base do modelo, as condições são de isolamento térmico e impermeabilidade ao escoamento de fluidos.

As simulações realizadas com o Modelo-2 assumem as mesmas propriedades de rocha do reservatório, as mesmas propriedades dos fluidos e propriedades da interação rocha – fluido e as mesmas condições iniciais empregadas nas simulações feitas com o Modelo-1.

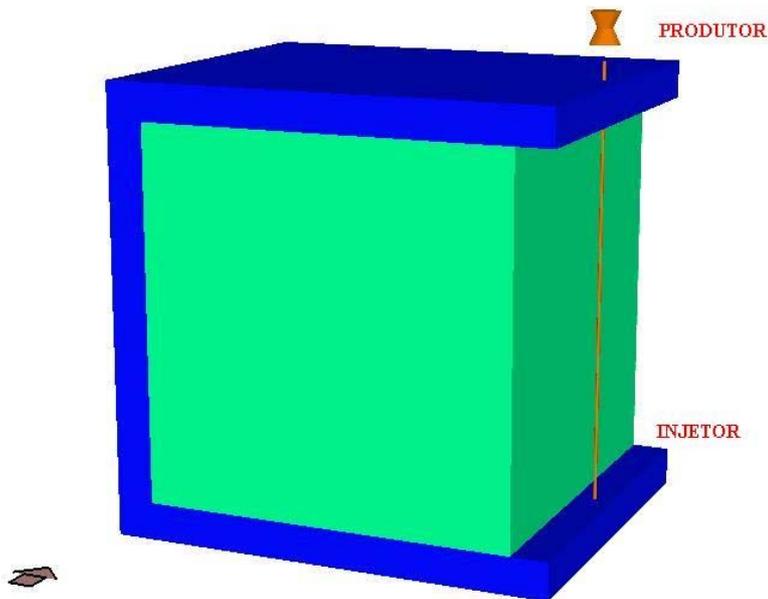


Figura 3.6 Representação Tridimensional do Modelo-2

3.2.3 Condições Operacionais

As condições operacionais empregadas nas simulações com o Modelo-2 são mostradas na Tabela. 3.20.

Tabela 3.20 Condições Operacionais Utilizadas no Modelo-2.

Poço	Vazão (m ³ /d)	Pressão de fundo (kPa)	Qualidade do vapor	Temperatura de injeção (°C)	Componente injetado
Produtor		12001			
Injetor	5,0	12046	0,7	315,5	água

3.2.4 Malha de Simulação

No Modelo-2 analisou-se o efeito do refinamento dos blocos da matriz na direção vertical, mantendo-se o espaçamento na direção I escolhido no primeiro modelo, sobre o fator de recuperação de óleo. A Tabela 3.21 mostra os resultados obtidos para o fator de recuperação de óleo nas simulações para refinamentos dos blocos da matriz na direção vertical em 5, 10 e 20 blocos, respectivamente.

Tabela 3.21 Efeito do Refinamento da Malha de Simulação do Modelo -2

# da malha	Malha cartesiana	Bloco	# de células			Tamanho das células			Tempo de simulação hr:min:séc,
			I	J	K	I, m	J, m	K, m	
2.1	22x1x7	Matriz	20	1	5	0,1524	3,048	0,6096	03:08:44
		Fratura	2	1	2	0,3048	0,3048	0,3048	
2.2	22x1x12	Matriz	20	1	10	0,1524	3,048	0,3048	06:01:11
		Fratura	2	1	2	0,3048	0,3048	0,3048	
2.3	22x1x22	Matriz	20	1	20	0,1524	3,048	0,1524	09:54:56
		Fratura	2	1	2	0,3048	0,3048	0,3048	

Como pode ser visto na Figura 3.7 as malhas 2.2 e 2.3 de simulação mostraram pequenas diferenças no comportamento do fator de recuperação de óleo. Considerando a diferença inicial entre ambas as rodadas, a malha 3 foi escolhida para as simulações do Modelo-2. A Figura 3.8 mostra o esquema areal desta malha de simulação na direção I-K

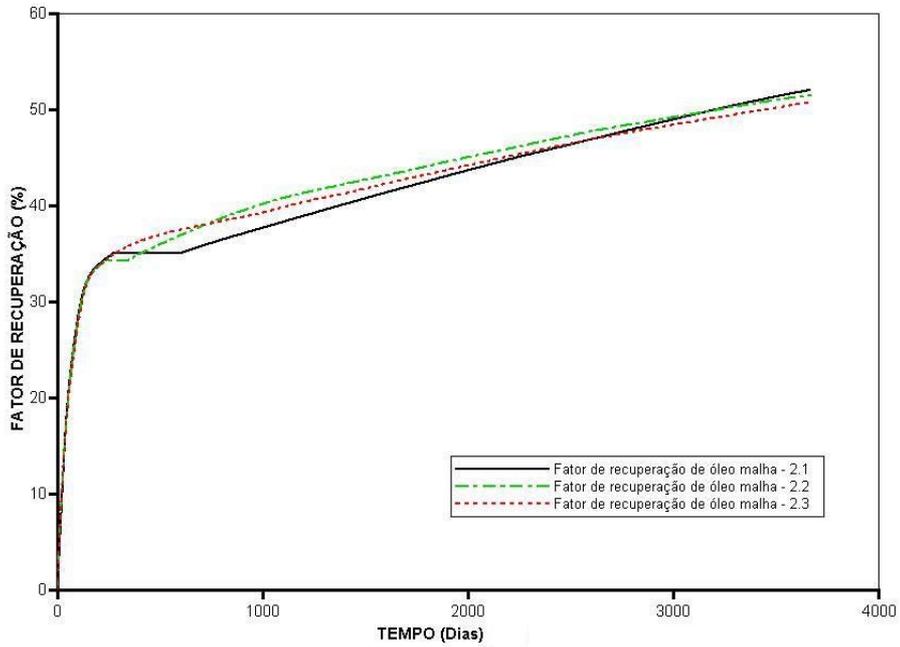


Figura 3.7 Efeito do Refinamento de Malha sobre o Fator de Recuperação de Óleo para o Modelo-2.

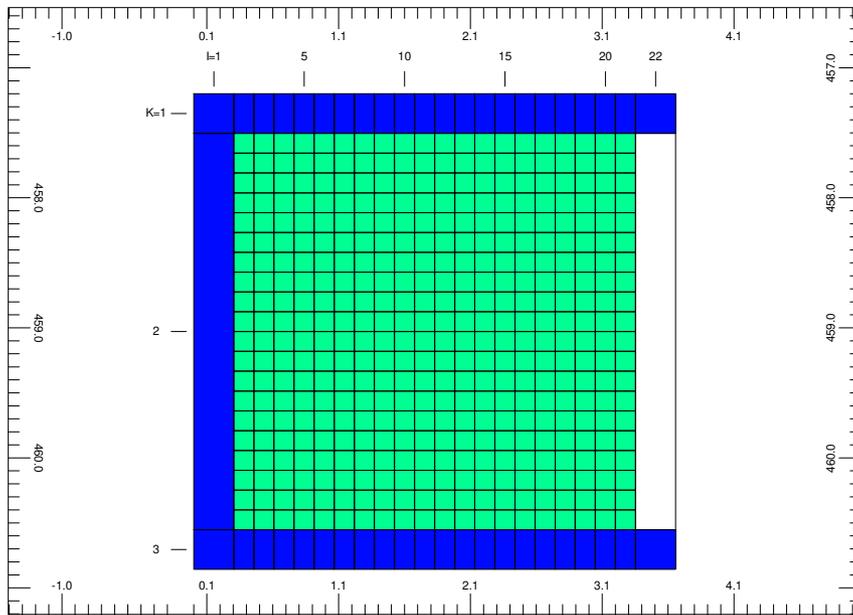


Figura 3.8 Vista Areal da Malha de Simulação na Direção I-K do Modelo -2.

3.2.5 Procedimento de Avaliação dos Mecanismos de Recuperação de Óleo da Matriz

O procedimento para o Modelo-2 também é baseado na ordem de aparição dos mecanismos apresentado para o Modelo-1, contudo as hipóteses utilizadas na avaliação dos mecanismos nos Estudos 1.1, 1.1a, 1.2 não podem ser aplicadas neste modelo. Por causa da diferença de altura entre a matriz e a fratura o vapor da fratura entra na matriz e origina imediatamente o desenvolvimento do mecanismo de destilação por arraste de vapor. Por isso, as hipóteses definidas para esses Estudos ficam influenciadas pelo efeito desse fenômeno e só os três estudos restantes podem ser avaliados (Estudo 2.3, Estudo 2.4 e Estudo 2.5) propriamente, já que incorporam o mecanismo de destilação.

O Estudo-2.3 considera o Modelo-2 de simulação com as hipóteses apresentadas no Estudo 1.3.

O Estudo-2.4 considera o Modelo-2 de simulação com as hipóteses apresentadas no Estudo 1.4.

O Estudo-2.5 considera o Modelo-2 de simulação com as hipóteses apresentadas no Estudo 1.5.

A Tabela 3.22 resume as hipóteses apresentadas neste modelo.

Tabela 3.22 Resumo das Hipóteses Sugeridas para o Modelo 2

Hipóteses	Estudo 2.3	Estudo 2.4	Estudo 2.5
Óleo sintético			
$\mu = \mu(P)$			
$\mu = \mu(P,T)$	x	x	x
Óleo fracionado	x	x	x
Vaporização da água na matriz	x	x	x
Geração de CO ₂	-	x	x
$P_{cm} = 0$	-	-	x
Ação da gravidade	x	x	x

(x)- incluída e (-) não incluída

Capítulo 4

Resultados e Discussão

4.1 Modelo -1

4.1.1 Mecanismos de Gás em Solução e de Redução da Viscosidade

Para o entendimento dos mecanismos, a Figura 4.1 destaca dos resultados da simulação a dinâmica da redução dos volumes *in situ* do gás e do óleo, quando são ativados os mecanismos de gás em solução e de redução da viscosidade. Ao se injetar vapor na fratura, o calor é transferido por condução para dentro da matriz provocando a expansão dos líquidos e dos sólidos e a redução da viscosidade do óleo. As expansões são responsáveis pelo aumento da pressão dentro da matriz e a redução da viscosidade pela melhora no escoamento dos fluidos. Desta forma, os fluidos são expulsos da matriz e a presença deles no reservatório diminui.

O comportamento da pressão média e da vazão de metano e do óleo misto são os parâmetros chaves para o entendimento deste mecanismo (ver Figura 4.2).

Para analisar o comportamento da pressão média mostrado na Figura 4.2, foram selecionadas quatro células da matriz, chamadas de pontos A, B, C e D (ver Figura 3.4). Os gráficos da Figura 4.3 mostram o comportamento da pressão nesses pontos selecionados para um tempo de aquecimento da matriz de 100 dias. Aqui podemos destacar quatro características importantes do comportamento da pressão com o aumento da temperatura: (1) o tempo de crescimento da pressão até um valor máximo; (2) o tempo de declínio da pressão desde o valor

máximo até a pressão de injeção definida no modelo; (3) o aumento da amplitude da onda de pressão e (4) o aumento do comprimento da onda em direção ao centro do bloco.

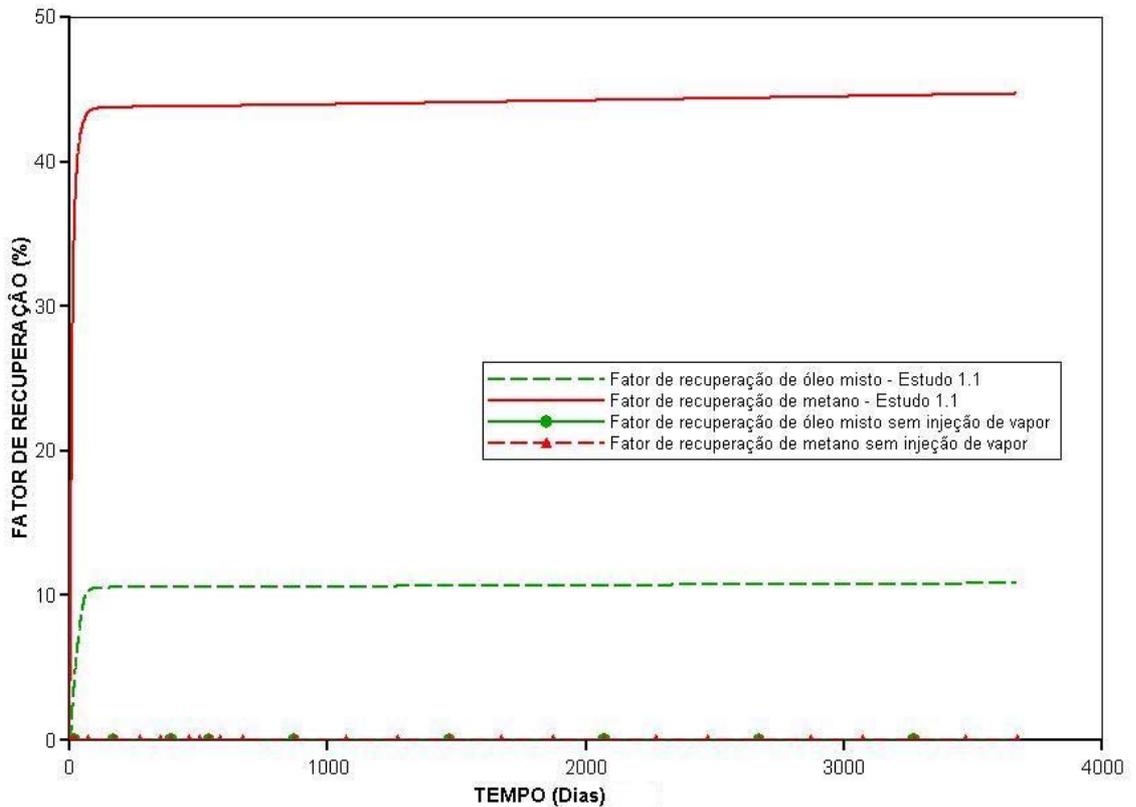


Figura 4.1 Comportamento do Fator de Recuperação de Óleo e Gás Respectivamente para um Tempo de Aquecimento da Matriz de 10 Anos.

Inicialmente, durante o crescimento da onda de pressão, a pressão na matriz aumenta com o aumento da temperatura. Devido ao aquecimento da matriz, ocorre a liberação contínua do gás dissolvido no óleo, todavia, o volume de fluidos deslocados por essa liberação é maior que o volume dos mesmos que sai da matriz. Assim, o aumento do volume dos fluidos, resultante dessa diferença, é responsável pelo aumento da sua pressão. Consequente a pressão máxima na matriz é atingida, quando o volume de fluidos deslocados é igual ao volume de fluidos produzidos.

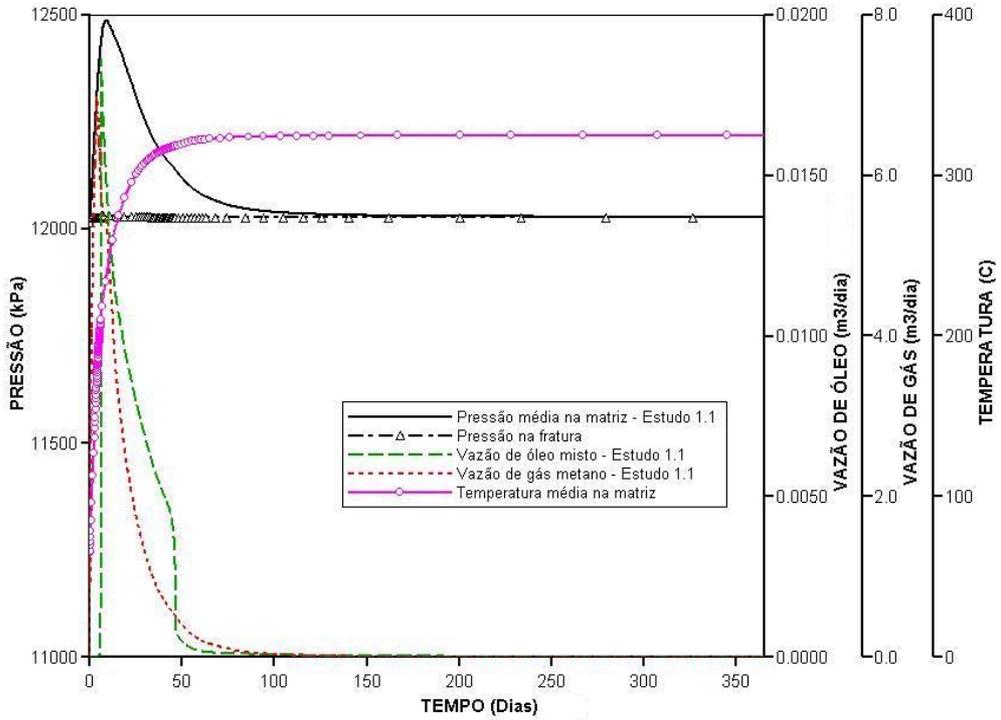


Figura 4.2 Comportamento da Pressão e Temperatura Média, da Vazão de Gás e de Óleo em 1 Ano

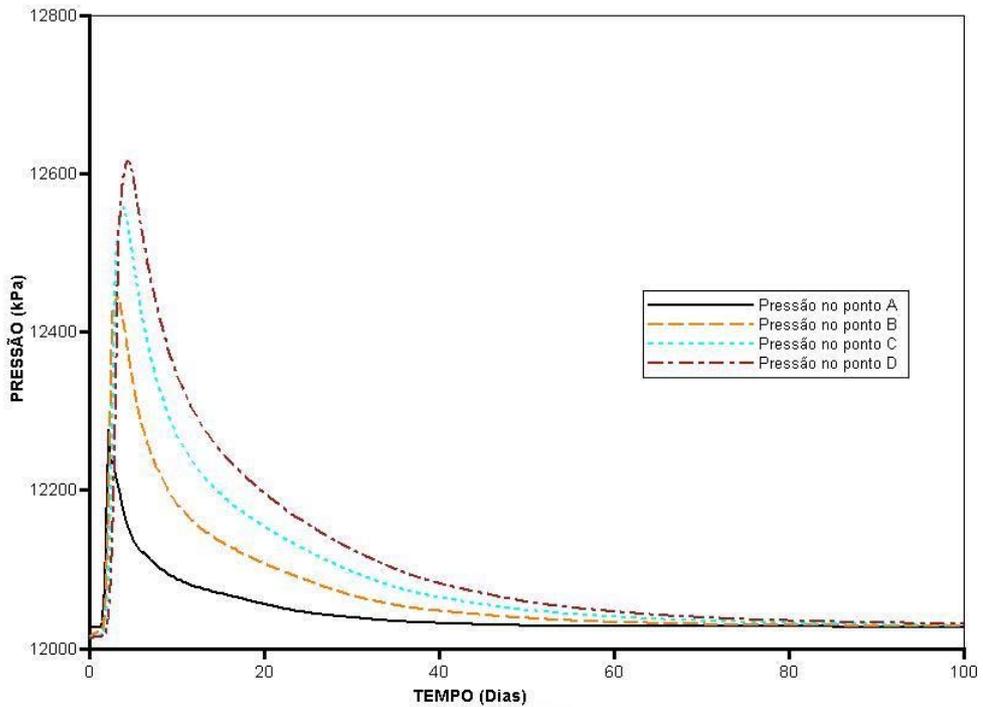


Figura 4.3 Comportamento da Pressão da Matriz nos Pontos A, B, C e D em 100 Dias.

Depois ocorre o declínio da pressão média na matriz, apesar da temperatura do bloco estar aumentando. Esse declínio é provocado pelo esgotamento do gás liberado do óleo (o volume de fluidos deslocado pela expansão do metano é menor do que o volume de fluidos produzido) e termina no valor da pressão de injeção na fratura.

O processo de crescimento e declínio de pressão em função da temperatura é característico de todos os blocos do modelo. Não obstante, o aumento da amplitude da onda pressão em direção ao centro do modelo é resultado do deslocamento, nessa direção, do óleo e do gás liberados para os blocos vizinhos, durante o intervalo de crescimento da pressão. A Figura 4.4 mostra como ocorre este deslocamento, cinco dias após ter começado a injeção de vapor na fratura. Aqui, a pressão dentro do ponto D é maior do que na fratura e do que no ponto E. Por isso, a pressão localizada no ponto D induz o deslocamento do óleo vivo para ambas as direções (pontos C e D). As setas na Figura 4.4 mostram o sentido do vetor de fluxo de óleo.

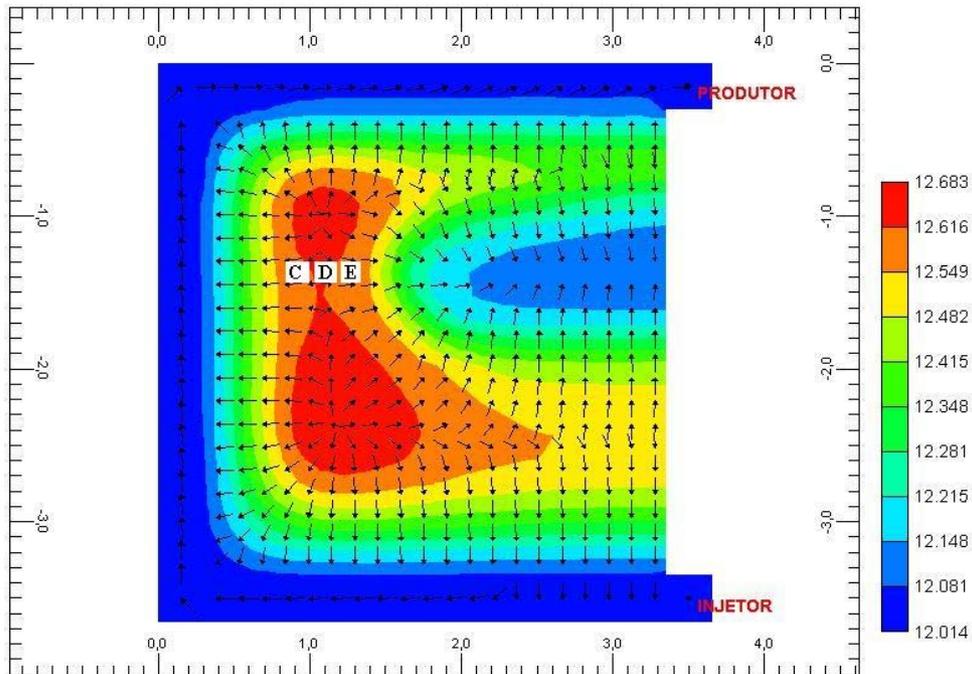


Figura 4.4 Distribuição de Pressão e Fluxo de Óleo Cinco Dias Após o Início da Injeção de Vapor na Fratura.

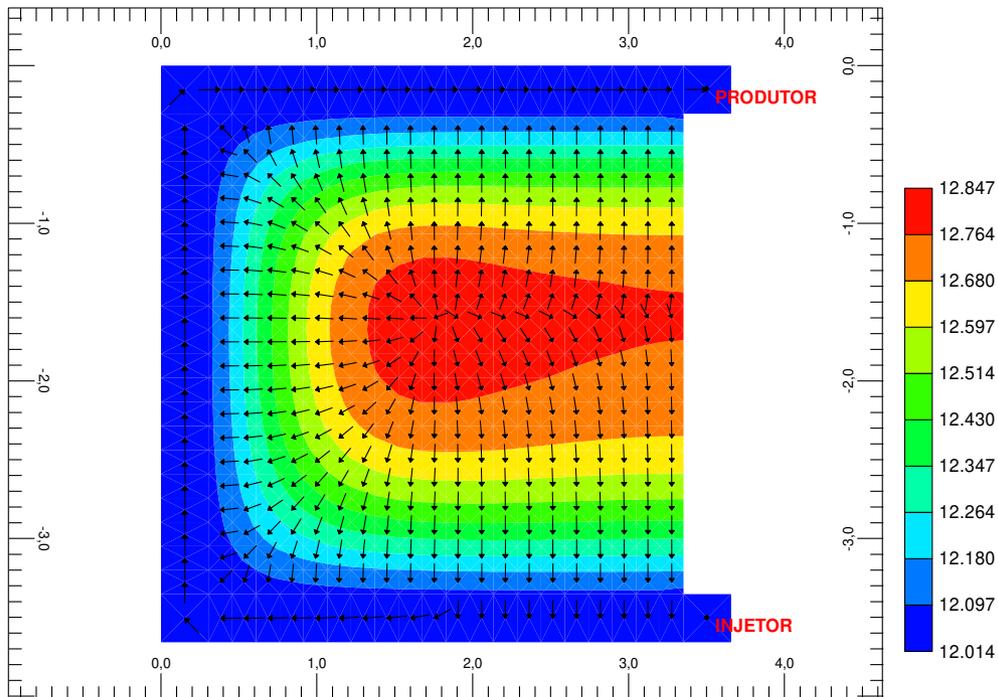


Figura 4.5 Distribuição da Pressão e Fluxo de Óleo no Momento de Pressão média Máxima na Matriz.

O deslocamento de óleo vivo nas duas direções termina quando é atingido o valor máximo de pressão no bloco. Nesse instante, o escoamento do óleo e do gás é dirigido somente em direção à fratura. A Figura 4.5 mostra a distribuição da pressão no modelo no momento em que a pressão média atinge seu valor de máximo.

O aumento do comprimento da onda de pressão em direção ao interior da matriz é resultado do aumento da área de drenagem, que conseqüentemente provoca uma maior participação de fluidos no processo de escoamento.

Observemos na Figura 4.2 que o comportamento da vazão de metano mostra um crescimento rápido até um valor máximo, seguido de um declínio. O aumento da pressão na matriz, por causa da liberação do gás dissolvido no óleo expulsa esse gás liberado para a fratura. Inicialmente, o gás liberado é produzido após superar sua saturação crítica e segue uma relação direta com a pressão de vapor da mistura, a qual está ligada ao aumento da temperatura na matriz.

Após atingir um valor máximo, que é determinado pelas condições de equilíbrio termodinâmico da mistura (óleo misto e metano), o metano começa a esgotar-se e sua vazão declina em função da pressão na matriz.

A vazão de óleo na matriz está intimamente relacionada ao comportamento da vazão do gás liberado do óleo. Inicialmente, a vazão de óleo é favorecida pelo efeito da saturação crítica de gás. Depois, a vazão de óleo aumenta com o aumento do gás liberado do óleo. Esta vazão atinge seu valor máximo no momento de máxima liberação de gás. A partir desse momento, a produção de óleo declina, devido ao declínio na liberação do gás dissolvido. A Figura 4.2 mostra o comportamento da vazão de óleo durante o tempo de aquecimento da matriz.

Enquanto quantidades significativas de gás e de óleo podem ser produzidas, durante a ativação do mecanismo de gás em solução, as suas vazões são influenciadas pela viscosidade do óleo.

4.1.2 Mecanismo de Gás em Solução sem Redução da Viscosidade do Óleo.

O efeito da temperatura na viscosidade dos fluidos tem sido pesquisado por vários autores. Eles demonstraram que o comportamento da temperatura incide marcadamente na viscosidade dos líquidos e é um mecanismo importante de recuperação de óleo da matriz. Contudo, no mecanismo de gás em solução, a diminuição da viscosidade do óleo produz uma aceleração no processo de recuperação de gás e de óleo da matriz conforme visto na Figura 4.6.

Note-se na Figura 4.7 que para a Rodada 1.2 (a viscosidade não depende da temperatura) a magnitude da pressão média na matriz é maior, assim como o período em que a mesma atua, se comparada com a Rodada 1.1a (a viscosidade depende da temperatura). O aumento na viscosidade do óleo provoca uma oposição a seu deslocamento. Desta maneira, o volume de metano expandido tem que gerar uma pressão maior para deslocar o óleo e, por conseguinte a pressão na matriz aumenta.

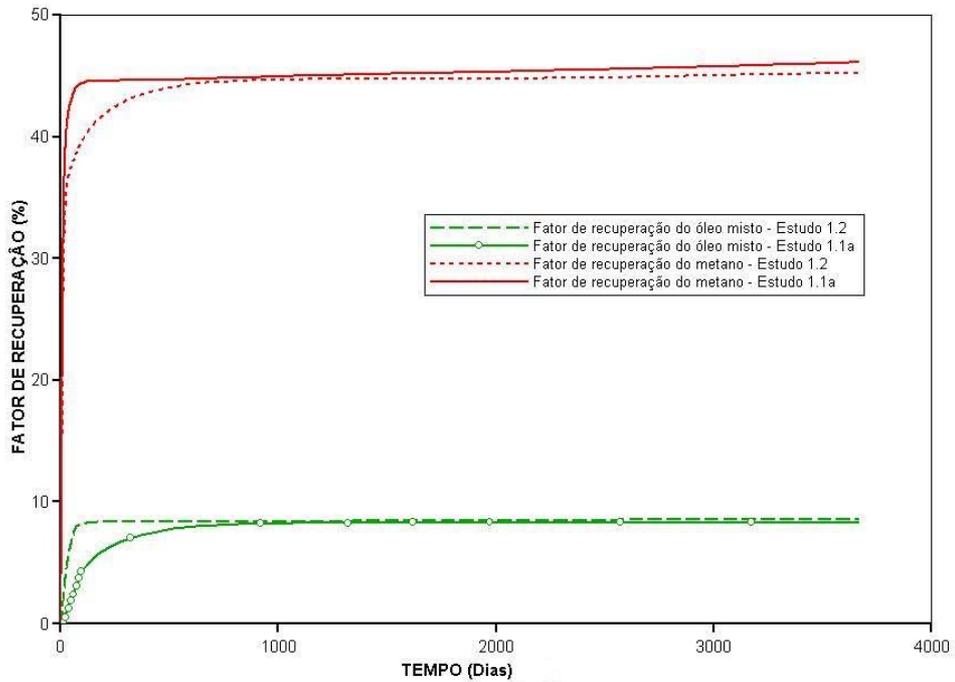


Figura 4.6 Efeito da Viscosidade no Fator de Recuperação de Óleo Durante o Mecanismo de Gás em Solução.

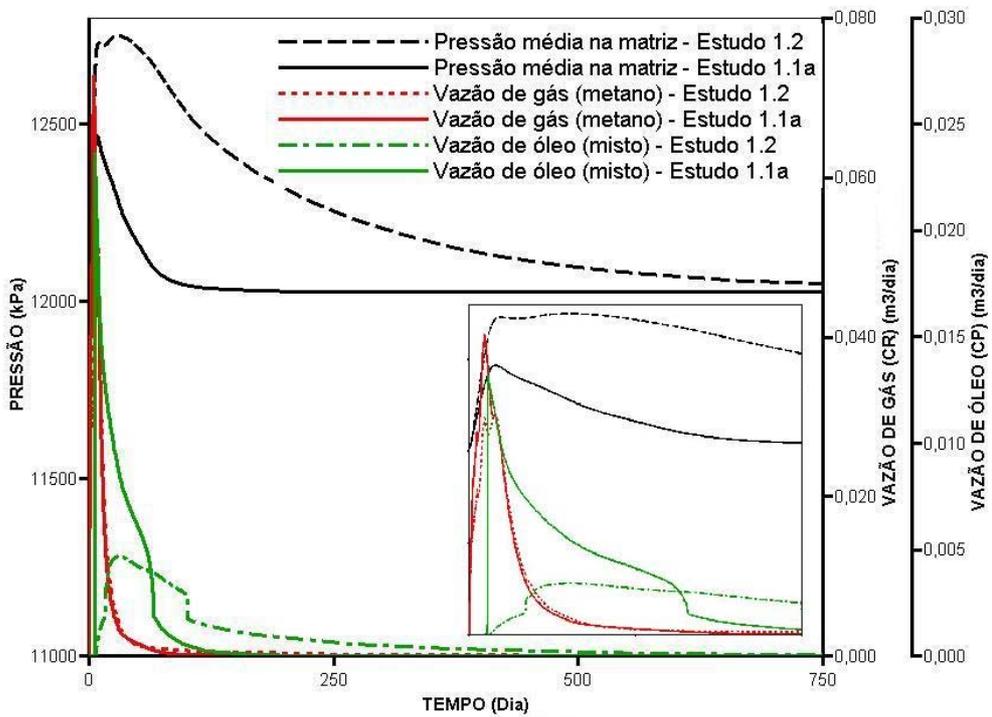


Figura 4.7 Comportamento da Pressão Média, da Vazão de Metano e de Óleo em 1000 Dias para os Estudos 1.2 e 1.1a.

Por outro lado, o intervalo de atuação é mais prolongado por que a velocidade de escoamento de um fluido através de um meio poroso é inversamente proporcional à sua viscosidade. Assim, o aumento na viscosidade do óleo provoca a diminuição de sua vazão e conseqüentemente, a pressão gerada na matriz, por causa da expansão térmica, permanece um intervalo de tempo maior (o volume de óleo deslocado pela expansão térmica sai mais devagar da matriz).

Já no caso da vazão de gás, o efeito do aumento na viscosidade do óleo diminui sua vazão (ver comportamento da vazão de gás para um tempo de 100 dias na ampliação mostrada na Figura 4.7). O aumento da pressão na matriz pelo deslocamento de um óleo mais viscoso atenua o volume do gás liberado do óleo (a pressão é inversamente proporcional ao volume de metano liberado do óleo). Por isso, a vazão de metano diminui e a sua recuperação é adiada.

A Figura 4.6 também mostra que para intervalos maiores aos 1000 dias o efeito da redução da viscosidade do óleo se desvanece. O gradiente de pressão gerado na Estudo 1.2 consegue deslocar um volume de óleo semelhante ao volume de óleo deslocado na Estudo 1.1a. Logo, o efeito da temperatura na redução da viscosidade somente provoca uma aceleração na recuperação do óleo da matriz.

4.1.3 Mecanismos de Gás em Solução, Redução da Viscosidade do Óleo e Destilação por Arraste de Vapor.

A Figura 4.8 documenta a grande contribuição à recuperação de gás e de óleo da matriz quando o mecanismo de destilação é introduzido. A destilação é o método de separação baseado no fenômeno de equilíbrio líquido-vapor de misturas. Em termos práticos, quando temos duas ou mais substâncias formando uma mistura líquida, a destilação pode ser um método adequado para separar-las: basta que tenham volatilidades razoavelmente diferentes entre si.

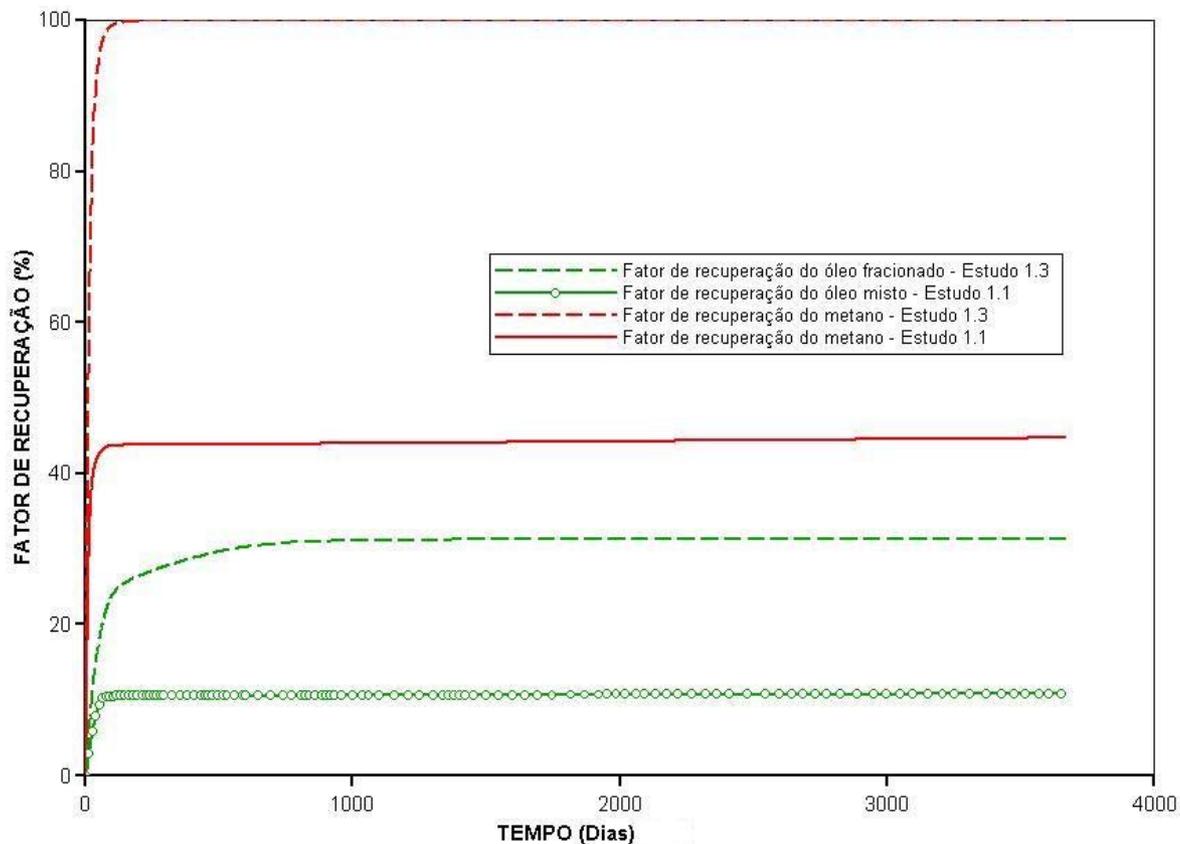


Figura 4.8 Comportamento do Fator de Recuperação de Óleo e Gás Respectivamente dos Estudos 1.3 e 1.1, para um Tempo de Aquecimento da Matriz de 10 Anos.

Neste trabalho, o mecanismo de destilação é avaliado a partir do óleo chamado fracionado, o qual difere do óleo previamente analisado na divisão do componente óleo em três pseudo-componentes. Por outro lado, os componentes vaporizados se expandem devido ao aumento da temperatura na matriz (efeito semelhante ao mecanismo de gás em solução apresentado anteriormente). Assim, a passagem dos componentes da fase líquida para a fase gasosa e a expansão térmica deles são os responsáveis pela recuperação substancial do gás e do óleo da matriz.

Baseado nos resultados do processo de destilação em reservatórios convencionais durante o processo de deslocamento de óleo pela injeção contínua de vapor, Reis (1990) considerou o mecanismo de destilação em reservatórios naturalmente fraturados como insignificante, já que segundo ele o vapor injetado na fratura não consegue entrar na matriz por causa da preferência ao

escoamento nesse meio. Contudo, este mecanismo pode ser uma fonte importante de recuperação de gás e de óleo da matriz se as condições operacionais permitem o desenvolvimento do processo de destilação por arraste de vapor, devido à vaporização da água na matriz.

A destilação por arraste de vapor ocorre durante o aquecimento de duas substâncias imiscíveis: a água e o óleo fracionado. De acordo com a lei de Dalton, a pressão total de vapor acima de uma mistura de duas fases é igual à soma da pressão parcial dos i componentes puros individuais:

$$P^0_{mistura} = P^0_{C1} + P^0_{\text{água}} + P^0_{\text{leve}} + P^0_{\text{médio}} + P^0_{\text{pesado}} \quad (4.1)$$

Devido às condições operacionais estabelecidas neste estudo, a pressão na matriz é menor que a pressão de vapor da mistura. Assim, para alcançar o equilíbrio termodinâmico, entre ambas as pressões, a pressão parcial dos componentes envolvidos se reduz. E, por conseguinte, aumenta o aporte de moléculas da fase líquida para a fase gasosa, conforme mostra a Figura 4.9 (aumento da vazão de gás e de óleo do Estudo 1.3, se as mesmas são comparadas com o Estudo 1.1).

Por outro lado, a Figura 4.9 destaca a redução significativa da pressão média da matriz durante a Estudo 1.3, se comparada com a Estudo 1.1. A mudança da fase líquida para a fase de vapor do componente metano e dos pseudo-componentes leve e médio provoca a diminuição significativa de suas viscosidades. Assim, a pressão necessária para o deslocamento dos mesmos é menor.

Note-se na equação 4.1, que a pressão de vapor da mistura não depende da composição dos componentes, ou seja, se essa pressão é mantida acima da pressão operacional todos os componentes na fase óleo podem ser destilados e o passo à fase gasosa depende exclusivamente da magnitude da pressão de parcial dos componentes (para pressão parcial alta, o aporte de molécula à fase de vapor é maior e vice-versa).

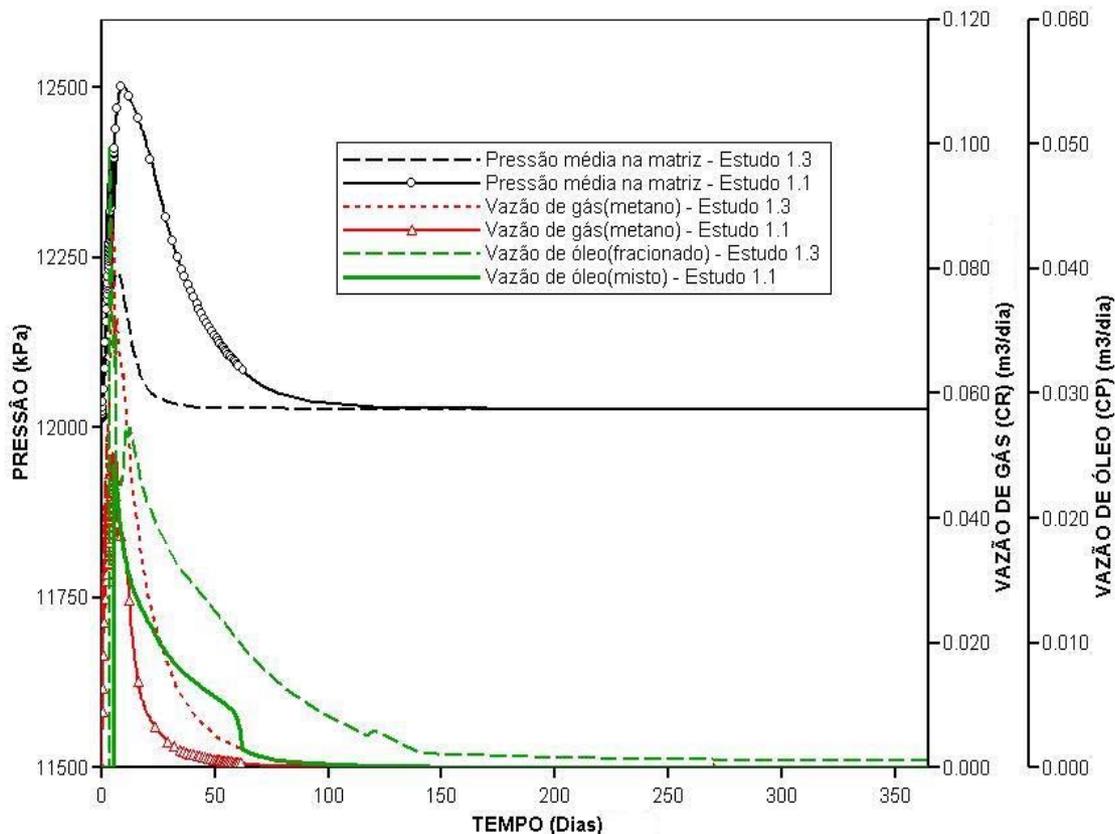


Figura 4.9 Comportamento da Pressão Média, da Vazão de Metano e de Óleo dos Estudos 1.3 e 1.1.

Neste estudo, inicialmente, a pressão de vapor da mistura é máxima e é mantida constante até que todo o metano é destilado ($P^0_{mistura} = P^0_{C1} + P^0_{\acute{a}gua} + P^0_{leve} + P^0_{m\acute{e}dio} + P^0_{pesado}$), depois ela cai e permanece constante até que o pseudo-componente leve é totalmente destilado ($P^0_{mistura} = P^0_{\acute{a}gua} + P^0_{leve} + P^0_{m\acute{e}dio} + P^0_{pesado}$) e em seguida cai e continua constante até o esgotamento do pseudocomponente médio ($P^0_{mistura} = P^0_{\acute{a}gua} + P^0_{m\acute{e}dio} + P^0_{pesado}$). Nesse instante a pressão de vapor da mistura é inferior à pressão na matriz e, por conseguinte o pseudo-componente pesado não pode ser destilado ($P^0_{mistura} = P^0_{\acute{a}gua} + P^0_{pesado}$). Desta maneira, a qualidade do óleo produzido é enriquecida significativamente, já que os pseudo-componentes leve (de pressão parcial intermediária na fase óleo) e médio (de pressão parcial menor do que o óleo

leve) aportaram maior número de moléculas que o pseudo-componente pesado (de menor pressão parcial na fase óleo) conforme mostra a Figura 4.10.

A Tabela 4.1 também corrobora o melhoramento da qualidade do óleo. Aqui as principais propriedades do óleo morto primitivo são comparadas com o óleo produzido. Note-se a diminuição significativa do componente pesado na composição da mistura e seu impacto na diminuição do peso molecular e a densidade relativa do óleo produzido.

Tabela 4.1 Comparação das Principais Características do Óleo Morto antes e depois da Injeção.

Componente	Antes da injeção			Após a injeção		
	Fração em (moles)	PM (gmol/mol)	Densidade	Fração em (moles)	PM (gmol/mol)	Densidade
			relativa			relativa
Leve	0,43	112,18	0,74	0,39	112,18	0,74
Médio	0,30	166,63	0,86	0,60	166,63	0,86
Pesado	0,27	1788,70	1,53	0,01	1788,70	1,53
Mistura	1,00	574,04	0,99	1,00	165,08	0,82

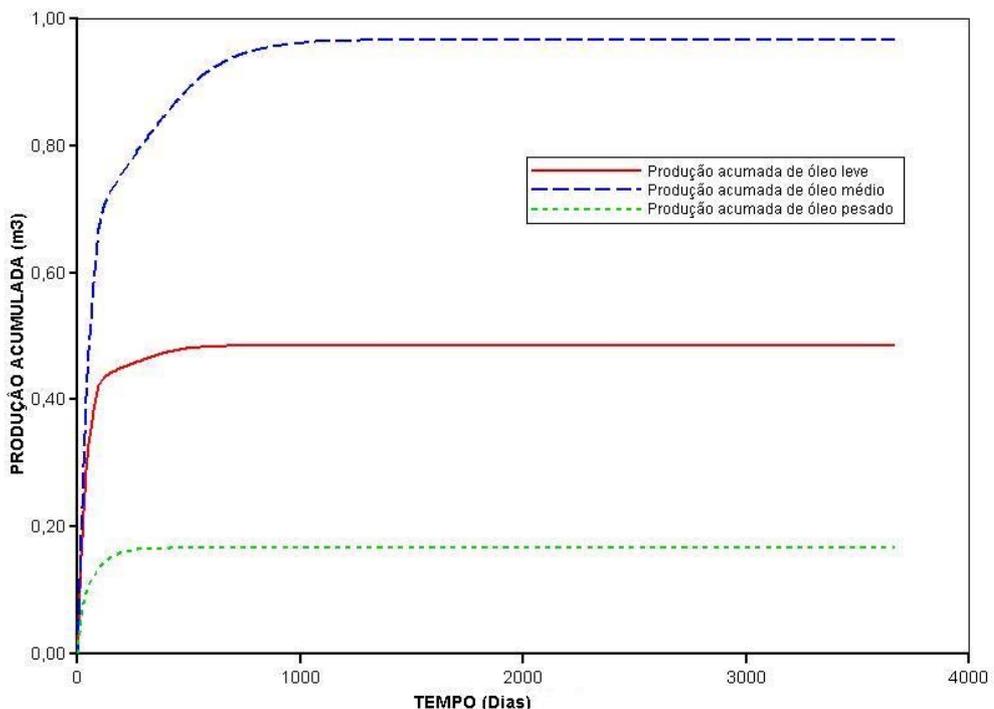


Figura 4.10 Produções Acumuladas dos Pseudo-componentes Leve, Médio e Pesado.

4.1.4 Mecanismos de Gás em Solução, Redução da Viscosidade do Óleo, Destilação por arraste de vapor e geração de CO₂.

A Figura 4.11 mostra que a presença do mecanismo de geração de CO₂ (Estudo 1.4) no conjunto dos mecanismos apresentados na Estudo 1.3 acelera discretamente a recuperação de gás e óleo da matriz, no entanto, a recuperação final de óleo não é beneficiada. Por causa da aparição do CO₂, a pressão de vapor da mistura aumenta e a equação 4.1 fica:

$$P^0_{mistura} = P^0_{C1} + P^0_{CO_2} + P^0_{água} + P^0_{leve} + P^0_{médio} + P^0_{pesado} \quad (4.2)$$

Assim, o metano e os pseudo-componentes leve, médio e pesado contribuem com maior número de moléculas para alcançar o equilíbrio termodinâmico e, por conseguinte a vazão dos mesmos é superior e a pressão na matriz é levemente inferior (maior quantidade de fluidos são expulsos da matriz) à apresentada na Estudo 1.3 (ver Figura 4.12).

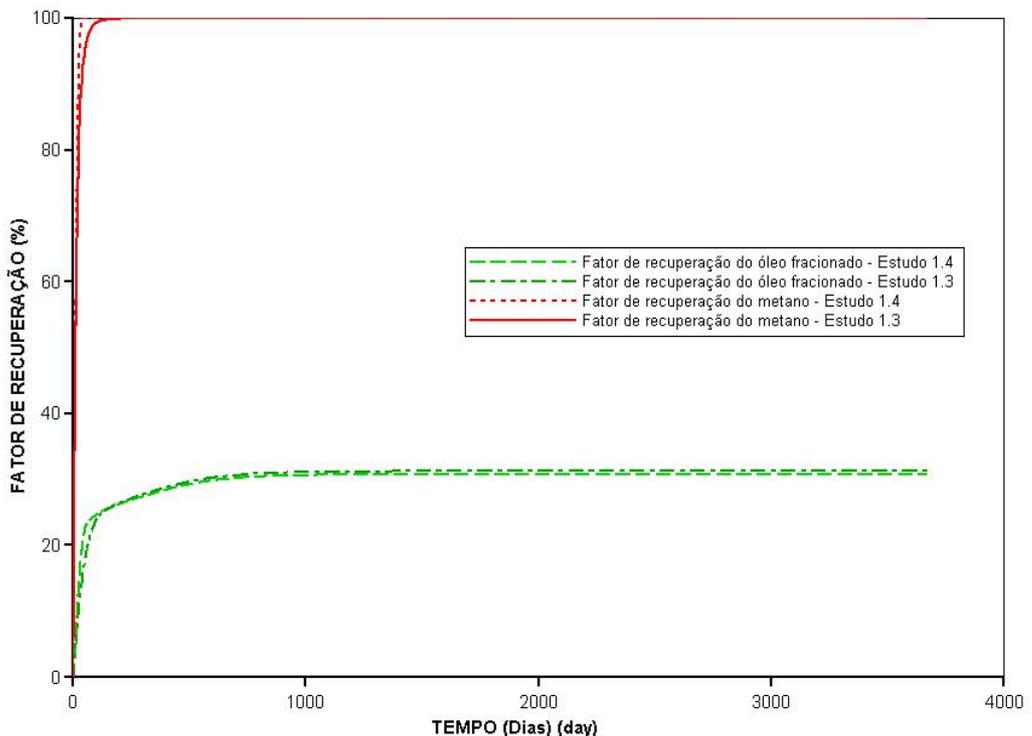


Figura 4.11 Desempenho do Fator de Recuperação de Óleo e de Gás Respetivamente dos Estudos 1.4 e 1.3, para um Tempo de Aquecimento da Matriz de 10 anos.

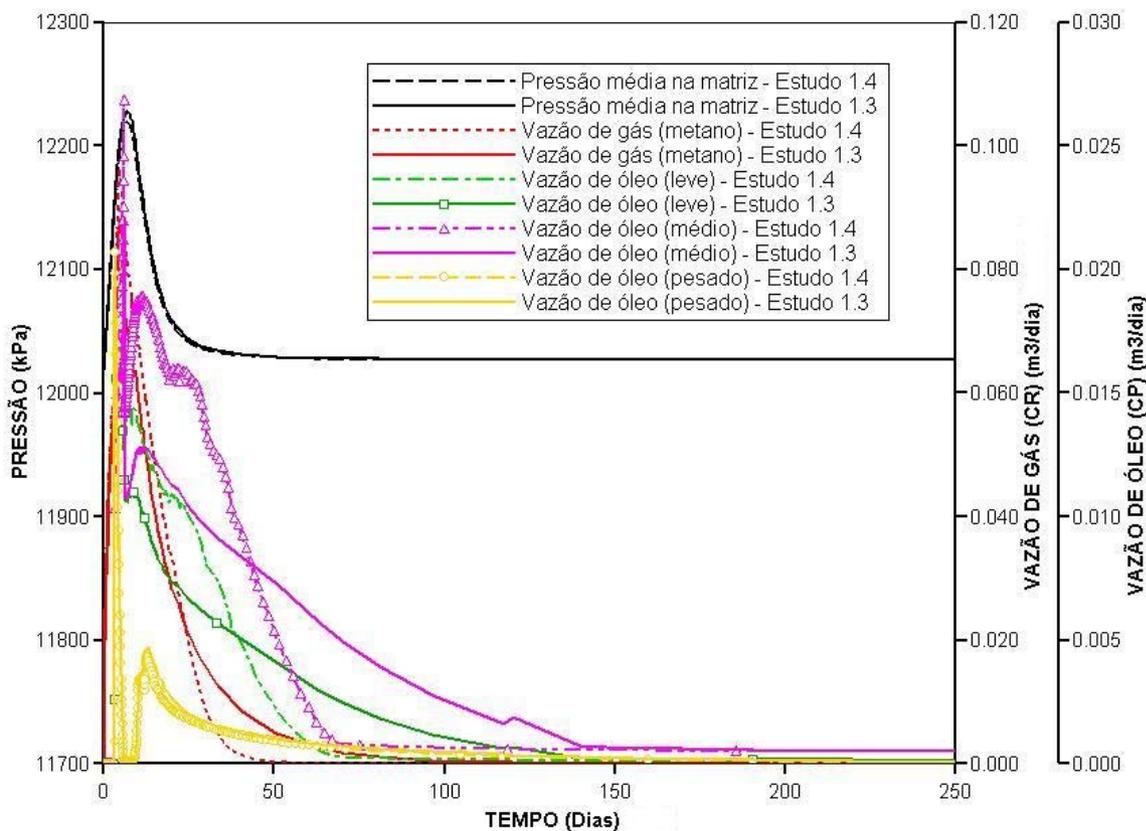


Figura 4.12 Comportamento da Pressão Média, da Vazão de Metano e dos Pseudocomponentes Leve, Médio e Pesado para os Estudos 1.4 e 1.3.

Por outro lado, ainda com a presença do CO_2 na mistura, volumes significativos do pseudo-componente pesado não são destilados. Desta maneira, a recuperação final desse pseudo-componente não é favorecida e consequentemente a recuperação final de óleo também não.

Durante a geração de CO_2 , o efeito de inchamento do óleo, por causa da dissolução do CO_2 nele, é insignificante. Em alta temperatura, a solubilidade dos gases nos líquidos é muito baixa. Por isso, o CO_2 não tem uma contribuição relevante para o inchamento do óleo e, consequentemente, não são expulsos volumes relevantes de óleo por essa via.

4.1.5 Mecanismos de Gás em Solução, Redução da Viscosidade do Óleo, Destilação por Arraste de Vapor, Geração de CO₂ e Embebição Capilar.

Vários autores têm argumentado que o mecanismo de embebição capilar é a fonte de energia principal para o deslocamento dos fluidos em reservatórios naturalmente fraturados. Contudo, sua ação neste estudo é limitada, como veremos. Observe-se na Figura 4.13 o leve incremento no fator de recuperação final de óleo quando, aos mecanismos já atuantes (Estudo 1.4), é adicionado o mecanismo de embebição capilar (Estudo 1.5). O processo resulta do deslocamento de uma fase não molhante (óleo) por outra molhante (água quente associada ao vapor). Graças à ação da pressão capilar, a água que se encontra na fratura entra nos poros menores da matriz aumentando sua pressão interna.

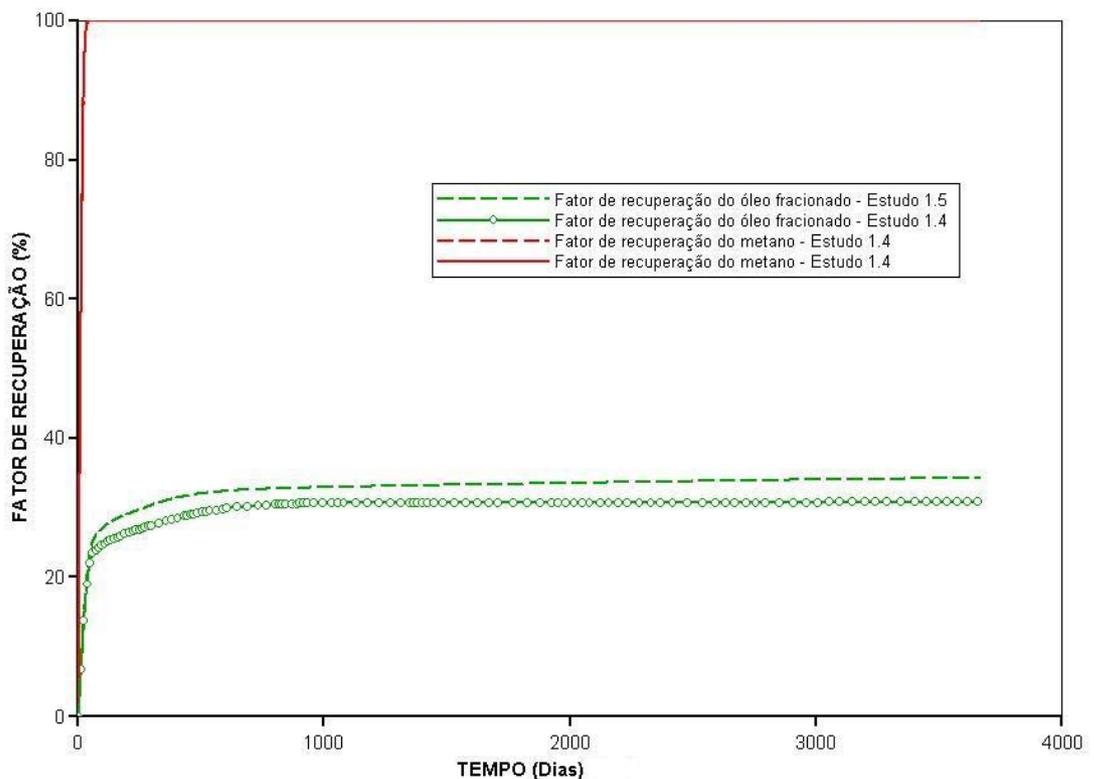


Figura 4.13 Desempenho do Fator de Recuperação de Óleo e de Gás respectivamente dos Estudos 1.5 e 1.4, para um Tempo de Aquecimento da Matriz de 10 anos.

O aumento na pressão interna é responsável, principalmente, pela produção adicional do pseudo-componente pesado. Como visto anteriormente, a ação do mecanismo de destilação domina o processo da liberação completa do metano e dos pseudo-componentes leve e médio. Assim, o gradiente de pressão gerado pela entrada da água na matriz melhora a vazões desses componentes, conforme mostrado na Figura 4.14 e 4.15, e se dirige fundamentalmente à recuperação adicional do pseudo-componente pesado, que tem sua vazão restringida por sua viscosidade.

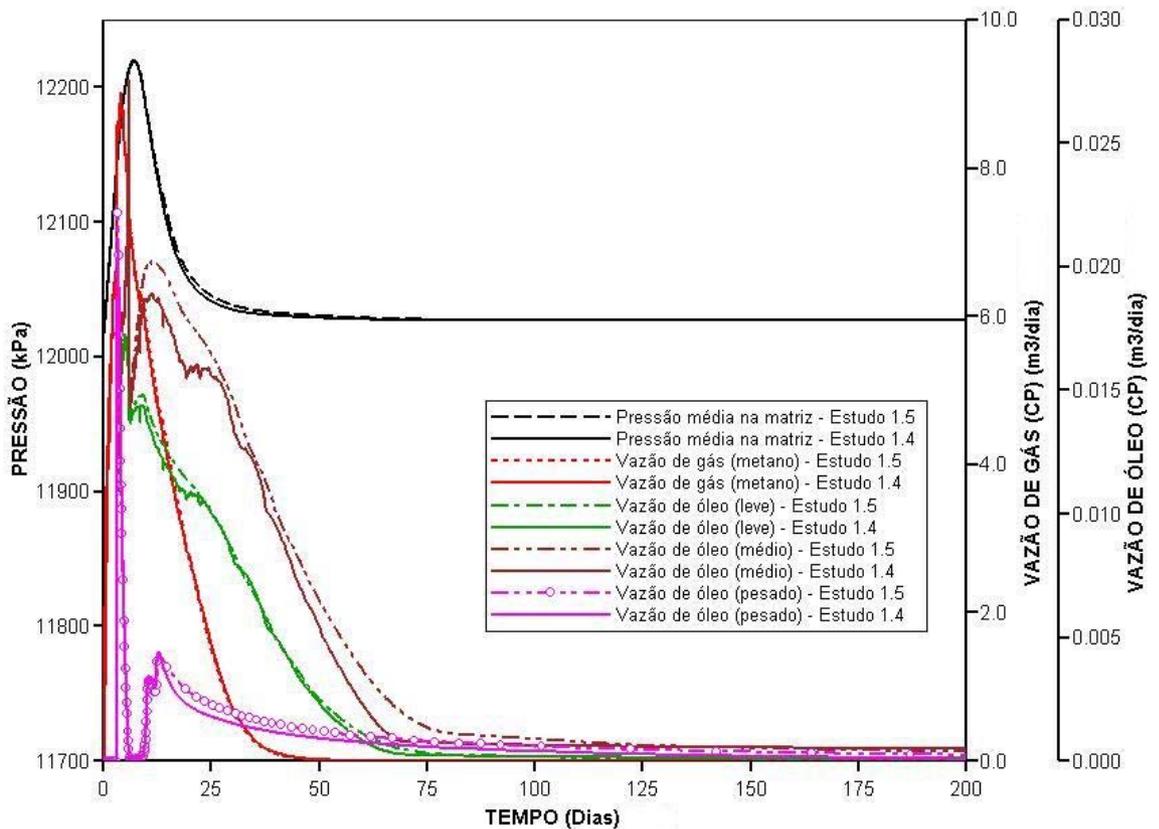


Figura 4.14 Comportamento da Pressão Média, da Vazão de Metano e dos Pseudo-componentes Leve, Médio e Pesado para os Estudos 1.5 e 1.4.

Outro fator que participa na recuperação do pseudo-componente pesado, durante o desenvolvimento do mecanismo de embebição é a geração de quantidades adicionais de CO₂. A geração de CO₂ está limitada aos volumes de água intersticial e rocha reagente na matriz, por causa da vaporização da água intersticial e seu consumo na geração de CO₂, o volume de água na

matriz se esgota e a geração de CO₂ termina. Assim, a chegada de água desde a fratura aporta quantidades adicionais de CO₂, que permitem o acréscimo no volume recuperado do pseudo-componente pesado.

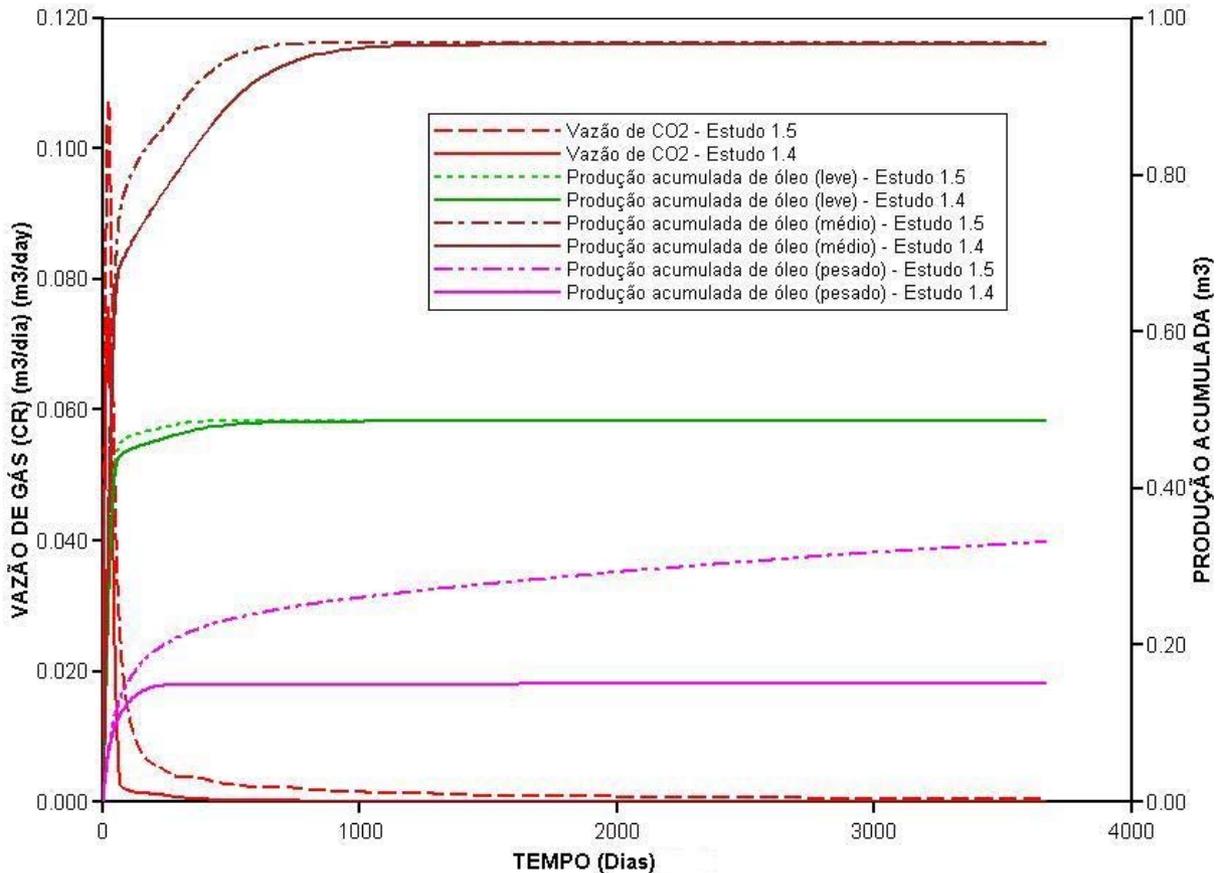


Figura 4.15 Comportamento da Vazão de CO₂ e das Produções Acumuladas dos pseudo-componentes Leve, Médio e Pesado para as Estudos 1.5 e 1.4.

4.1.6 Mecanismo de Expansão Térmica e Redução da Viscosidade do Óleo

Observe-se na Figura 4.16 que, o Estudo 1.6 apresenta um fator de recuperação de óleo superior ao Estudo 1.1. Já que a pressão da matriz é superior à pressão de vapor o metano dissolvido no óleo não é liberado e a fonte de energia para o deslocamento dos fluidos da matriz para fratura é resultado da expansão térmica dos fluidos e da rocha. Por outro lado a conservação do metano dissolvido no óleo não afeta a permeabilidade relativa da fase óleo e, por conseguinte

sua vazão também não. Logo, a recuperação de óleo, se comprada com o Estudo 1.1, é beneficiada pela melhora nas condições de escoamento (o metano não inibe o escoamento do óleo), mas a recuperação de gás é afetada porque só é produzido enquanto dissolvido no óleo e sua recuperação depende da quantidade de óleo que é expulso graças à expansão térmica dos fluidos e da rocha.

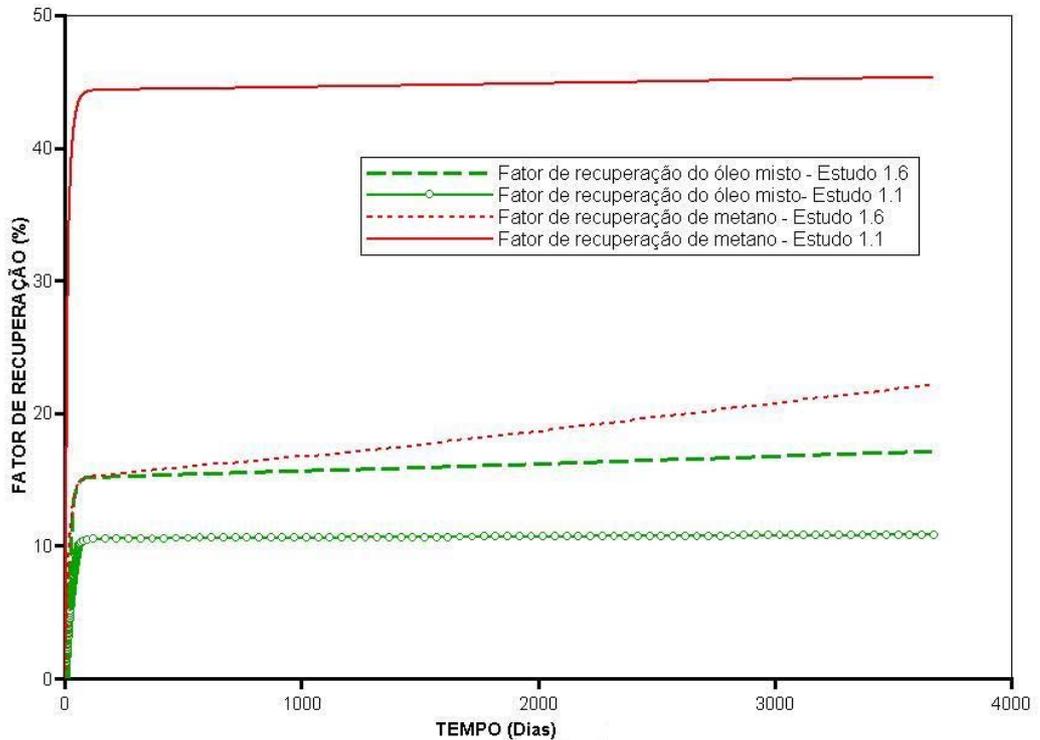


Figura 4.16 Comportamento do Fator de Recuperação de Óleo e Gás Respectivamente dos Estudos 1.6 e 1.1 para um Tempo de Aquecimento da matriz de 10 Anos.

4.2 Modelo-2

4.2.1 Mecanismos de Gás em Solução, Destilação e Drenagem Gravitacional.

Observe-se na Figura 4.17 o efeito negativo da ação da força gravitacional sobre o fator de recuperação de óleo fracionado da matriz, obtido como resultado do Estudo 2.3. Pela comparação deste com os resultados do ensaio 1.3, verifica-se que a força da gravidade não tem impacto. A

diferença de pressão hidrostática entre o vapor na fratura e o óleo na matriz estabelece um gradiente de pressão vertical, que força o óleo a sair da matriz.

O gradiente vertical começa a sua ação após superar o gradiente de pressão entre a matriz e a fratura, este último oriundo do mecanismo de gás em solução. O vapor da água presente na fratura entra nos poros maiores da matriz, dificultando a vazão dos pseudo-componentes leve, médio e pesado (ver Figura 4.18). A vazão do óleo pesado é completamente impedida pela redução de sua permeabilidade relativa, já que há um aumento da saturação de gás na matriz, devido ao vapor da água que vem da fratura e à vaporização da água intersticial na matriz. Não obstante, há também um aumento da viscosidade do óleo, pela liberação do metano e dos pseudo-componentes leve e médio. Desta forma, o impedimento para o escoamento do pseudo-componente pesado diminui a sua recuperação e, em consequência, o fator de recuperação final do óleo é prejudicado.

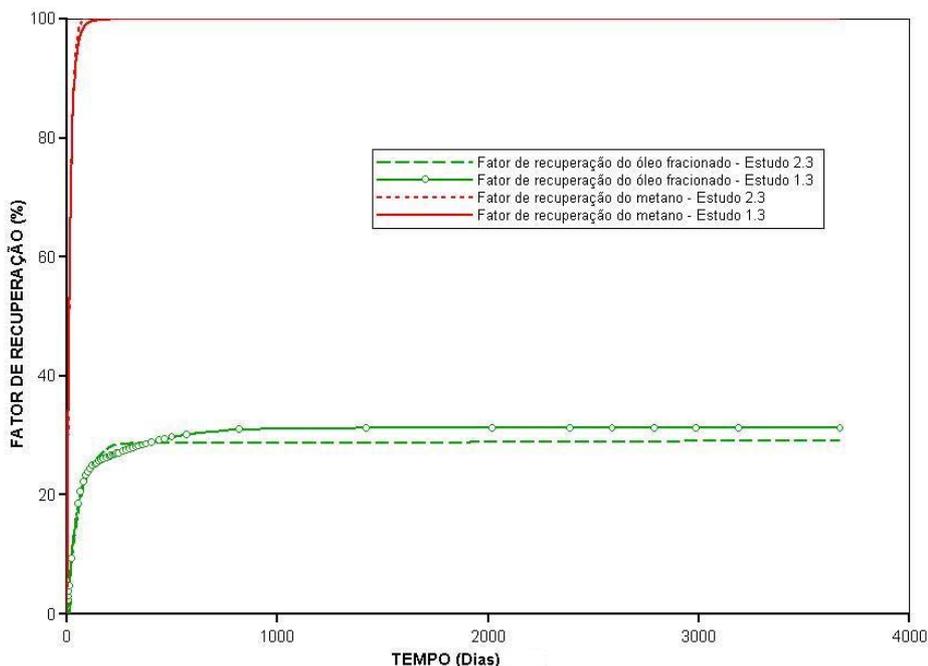


Figura 4.17 Desempenho Fator de Recuperação de Óleo e de Gás Respectivamente dos Estudos 2.3 e 1.3, para um Tempo de Aquecimento da Matriz de 10 Anos.

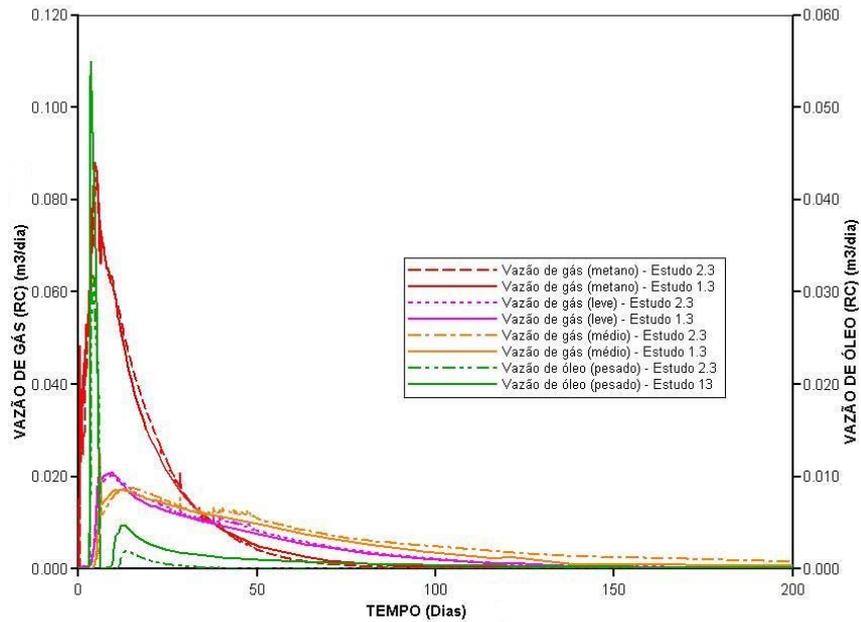


Figura 4.18 Comportamento da Vazão de Componentes na Fase gás e Óleo para as Estudos 2.3 e 1.3 Respectivamente.

4.2.2 Mecanismos de Gás em Solução, Geração de CO₂, Destilação e Drenagem gravitacional.

Durante o acréscimo do mecanismo de geração de CO₂ (Estudo 2.4) aos mecanismos envolvidos na Estudo 2.3, observe-se na Figura 4.20 o adiantamento na recuperação de gás e de óleo da matriz. Pode ser explicado pela mesma análise apresentada no caso do Estudo 1.4. O CO₂ liberado da reação química entre a água aquecida e a rocha carbonática, neste estudo, tem principalmente a função de reduzir a pressão parcial dos componentes destilados da fase óleo e acelerar a recuperação dos mesmos.

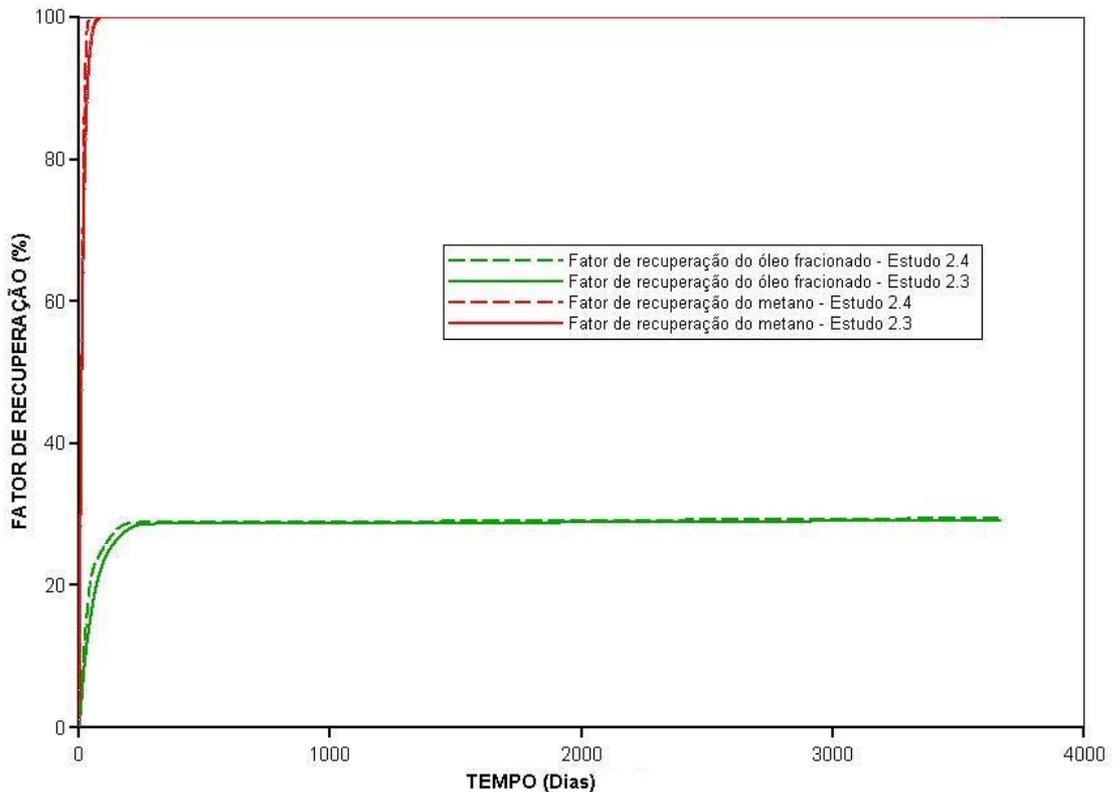


Figura 4.19 Comportamento do Fator de Recuperação de Óleo e de Gás Respectivamente dos Estudos 2.4 e 2.3, para um Tempo de Aquecimento da Matriz de 10 anos.

4.2.3 Mecanismos de Gás em Solução, Geração de CO₂, Destilação, Embebição e Drenagem gravitacional.

Note-se na Figura 4.20 o aumento discreto do fator de recuperação de óleo, quando é adicionada a ação da força capilar (Estudo 2.5) ao conjunto dos mecanismos: gás em solução, redução da viscosidade, geração de CO₂ e destilação (Estudo 2.4). Graças à ação conjunta da força gravitacional, que tenta colocar o vapor da fratura nos poros maiores da matriz, e da força capilar, que tenta colocar a água da fratura nos poros menores da matriz, o gradiente para a expulsão dos fluidos aumenta, e conseqüentemente, o efeito da sua ação. Desta maneira a vazão de óleo, especialmente o pseudo-componente pesado, é favorecida e conseqüentemente sua recuperação aumenta.

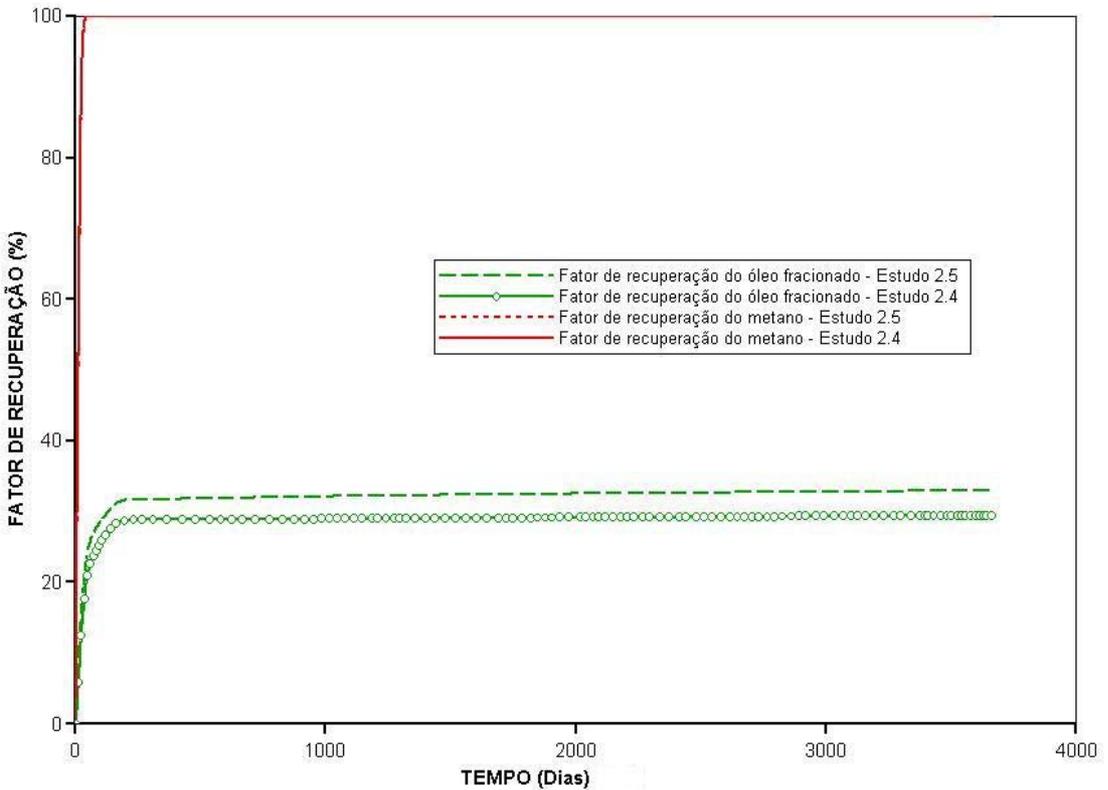


Figura 4.20 Desempenho do Fator de Recuperação de Óleo e de Gás Respectivamente dos Estudos 2.5 e 2.4, para um Tempo de Aquecimento da Matriz de 10 anos.

Não obstante, o efeito positivo da ação de ambas as forças sobre a recuperação do pseudo-componente pesado é limitado. Neste estudo, o gradiente de pressão gerado por ambas as forças é pequeno. Ele depende da saturação dos fluidos, e o aumento na saturação da água na matriz diminui a sua ação conjunta. Assim, com gradiente de pressão diminuído, permeabilidade relativa baixa e viscosidade alta, o pseudo-componente pesado tem grandes dificuldades para sair da matriz.

4.3 Resumo dos Principais Resultados Obtidos dos Estudos Apresentadas.

As Figuras 4.21 e 4.22 e a Tabela 4.1 mostram os principais resultados obtidos da avaliação dos mecanismos de recuperação de óleo pesado num único bloco da matriz rodeado por uma fratura, durante a injeção contínua de vapor por um tempo de 10 anos.

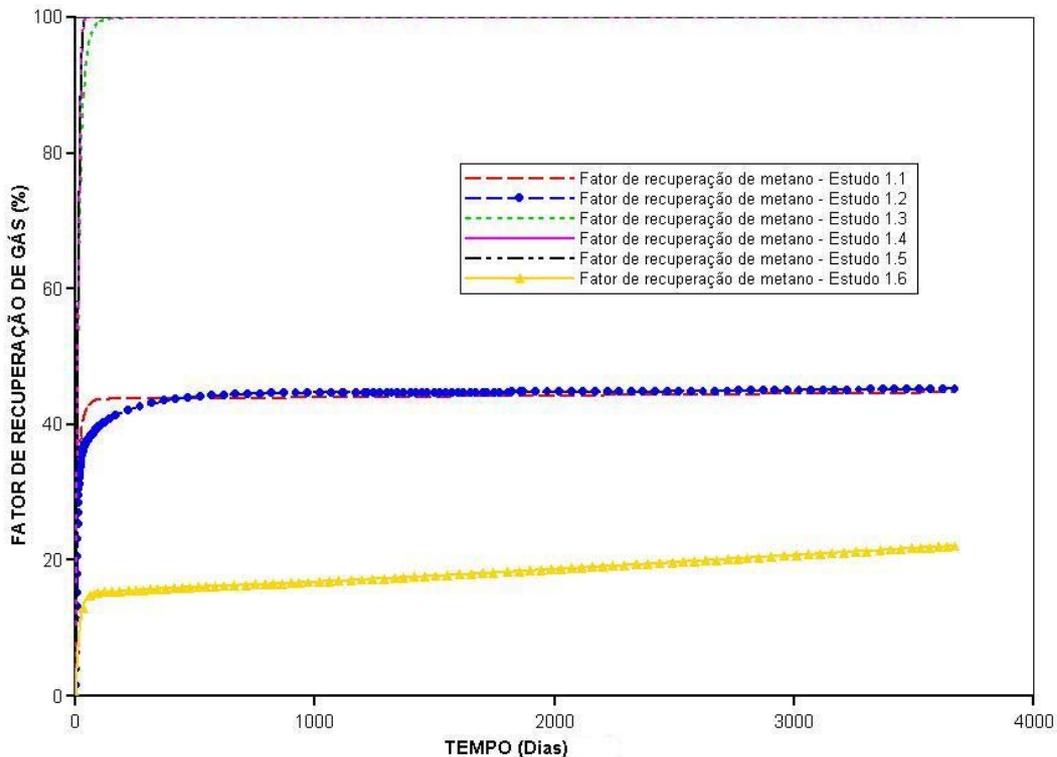


Figura 4.21 Desempenho do Fator de Recuperação de Gás para os Estudos: 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.6, Durante 10 anos de Aquecimento da Matriz.

Na Figura 4.21 não são incluídos os desempenhos do fator de recuperação de gás dos Estudos 2.3, 2.4, 2.5 por que não aportam diferenças relevantes a aquelas mostrada no Estudo 1.5.

Durante o período de maior recuperação de óleo em um intervalo de aquecimento da matriz inferior a 120 dias, observa-se na Figura 4.21 e 4.22 que a adição dos mecanismos envolvidos acelera a recuperação de gás e óleo da matriz. A energia provida por cada mecanismo aumenta a vazão dos fluidos e, por conseguinte, as recuperações de gás e de óleo são adiantadas. Por isso, o aquecimento da matriz após essa data não se faz necessário.

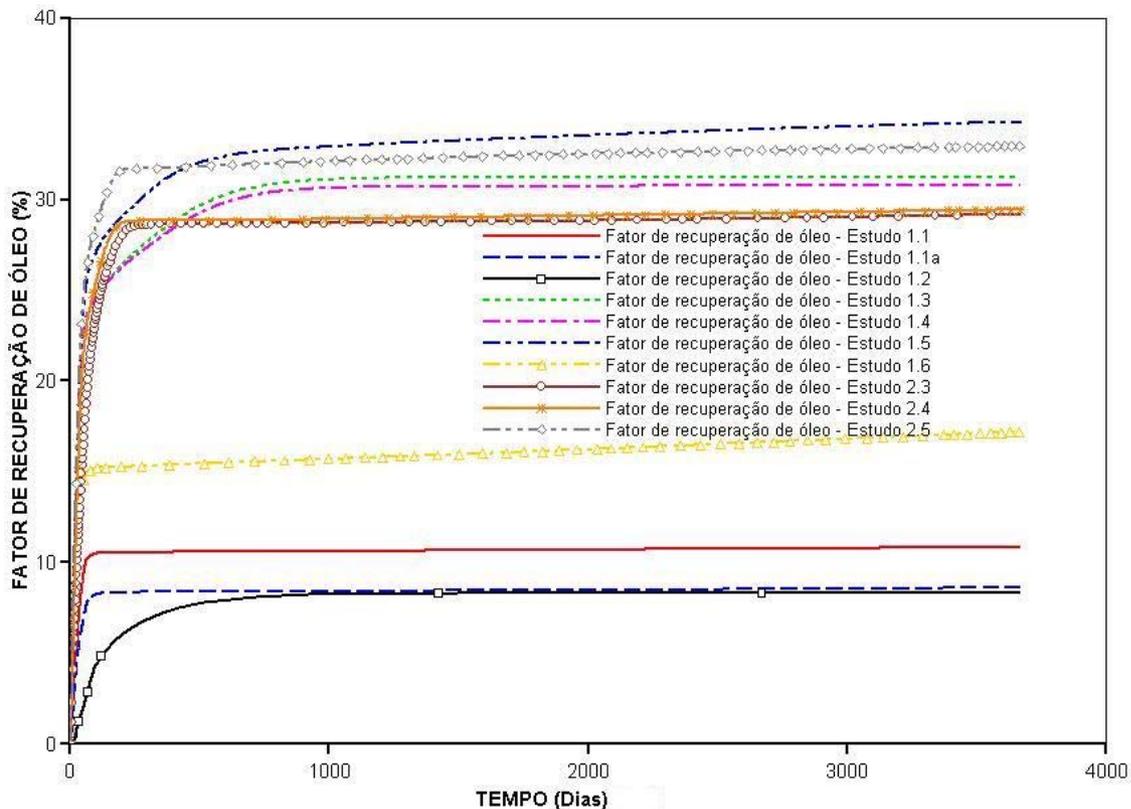


Figura 4.22 Desempenho do Fator de Recuperação de Óleo para os Estudos: 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.6, 2.3, 2.4 e 2.5 Durante 10 anos de Aquecimento da Matriz.

Neste estudo, os coeficientes finais de recuperação de gás e óleo obtidos pela injeção de vapor na fratura mostram que todos os mecanismos contribuem em maior ou menor grau para as recuperações de gás e de óleo da matriz (ver Tabela 4.2), mas o mecanismo que domina essas recuperações é o mecanismo de destilação (Estudo 1.3).

Tabela 4.2 Principais Resultados dos Estudos Apresentadas neste Capítulo.

		Antes da atuação									
Volumes in situ*		Rodada 1.1	Estudo 1.1a	Estudo 1.2	Estudo 1.3	Estudo 1.4	Estudo 1.5	Estudo 1.6	Estudo 2.4	Estudo 2.5	Estudo 2.6
Gás, m3	metano	125,61	153,26	153,26	125,61	125,61	125,61	125,61	125,61	125,61	
Óleo misto, m3		5,21	6,51	6,51				5,21			
	leve					0,49	0,49		0,49	0,49	0,49
	médio					0,97	0,97		0,97	0,97	0,97
Óleo fracionado	pesado					3,74	3,74		3,74	3,74	3,74
Início do mecanismo, dias**		1,6	1,6	1,6	2,3	3,26	7,59	1,6	0,0	0,0	0,0
		Após a atuação									
Volume in situ		Estudo 1.1	Estudo 1.1a	Estudo 1.2	Estudo 1.3	Estudo 1.4	Estudo 1.5	Estudo 1.6	Estudo 2.4	Estudo 2.5	Estudo 2.6
Gás, m3	metano	69,17	80,07	78,5	0,0	0,0	0,0	84,86	0,0	0,0	
Óleo misto, m3		4,65	5,94	5,92	3,57			3,77			
	leve				0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	
Óleo fracionado, m3	médio				0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	
	pesado				3,59	3,59	3,5		3,68	3,64	
Fator de recuperação de gás (%)		0,45	0,48	0,49	1,0	1,0	1,0	22,09	1,0	1,0	1,0
Fator de recuperação de óleo (%)		10,83	8,61	8,61	31,25	30,77	34,28	17,18	29,15	29,44	32,95

* os volumes estão referidos às condições padrões

** os tempos são considerados de forma aproximada.

Capítulo 5

Conclusões e Recomendações

Este capítulo apresenta as principais conclusões obtidas deste trabalho e recomenda a realização de trabalhos futuros.

5.1 Conclusões

1. Este estudo confirma as pesquisas anteriores e corrobora o potencial do processo de injeção de vapor em reservatórios naturalmente fraturado, especificamente nos reservatórios cubanos de óleo pesado.
2. Neste estudo, o mecanismo de destilação por arraste de vapor é o mecanismo de maior importância, já que origina a recuperação completa do componente metano e dos pseudo-componentes leve e médio presentes na fase óleo. Já no caso do pseudo-componente pesado sua recuperação é discreta. Desta forma, a qualidade do óleo produzido é melhorada significativamente.
3. A participação conjunta dos mecanismos envolvidos nesta pesquisa acelera a recuperação de gás e óleo da matriz.
4. O mecanismo de ativação de gás em solução é responsável pelo aumento significativo do gradiente de pressão entre a matriz e a fratura.

5. A alta viscosidade do óleo, devida à liberação do metano e dos pseudo-componentes leve e médio e a magnitude da pressão capilar tornam insignificante a contribuição do mecanismo de embebição capilar à recuperação de óleo da matriz.
6. Graças a melhores condições para o escoamento do óleo, o mecanismo de expansão térmica associado à redução da viscosidade apresentam melhor recuperação de óleo da matriz que o mecanismo de gás em solução associado à redução da viscosidade. No entanto, a recuperação de gás deste último é maior.
7. A redução da viscosidade não é propriamente um mecanismo, pois não é fonte de energia para o deslocamento dos fluidos da matriz para a fratura e sua função é antecipar o processo de recuperação de óleo da matriz, quando um gradiente de pressão entre a matriz e a fratura é gerado.
8. O mecanismo de geração de CO₂ é responsável pelo adiantamento na recuperação dos destilados da fase óleo e por contribuições discretas na recuperação do pseudo-componentes pesado.
9. Neste estudo, o mecanismo de drenagem gravitacional não tem uma influência relevante na recuperação de óleo da matriz. Seu efeito se sustenta, fundamentalmente, na recuperação do pseudocomponente pesado.

5.2 Recomendações

Este trabalho não pretende apresentar conclusões definitivas sobre a recuperação de óleo vivo em reservatórios naturalmente fraturados. Nossa proposta tem a finalidade de representar o comportamento individual e coletivo dos principais mecanismos de recuperação de óleo, durante a injeção de vapor para o caso estudado, e estimular o desenvolvimento de novas pesquisas, as quais podiam incluir os tópicos a seguir:

1. Validar este estudo teórico através da representação, a escala de laboratório, dos modelos de simulação propostos.
2. Estudar o despenho dos mecanismos envolvidos em uma escala maior, em modelos com maior número de blocos de matriz (bidimensionais ou tridimensionais).
3. Realizar uma avaliação para definir o potencial econômico de aplicação deste processo, em conjunto com a injeção de gases inertes, visando ampliar os efeitos da destilação.
4. Examinar, a escala de laboratório, o desempenho do processo de destilação do óleo em presença do vapor de água e ajustar os parâmetros da equação de estado de fases.
5. Determinar a energia de ativação e a velocidade da taxa de dissolução da calcita através de testes experimentais e definir o impacto da dissolução da calcita na permeabilidade absoluta do meio.
6. Estudar outras estratégias de aquecimento da matriz que incluam: a injeção cíclica de vapor, a vazão de injeção de vapor e a sua qualidade, a pressão e a temperatura de injeção.
7. Estudar o processo de aquecimento da matriz analisado neste estudo na presença de óleo leve.

Referências Bibliográficas

AGUILERA, R AND VAN POOLEN, K.H. *How to Evaluate Naturally Fractured Reservoir From Various Log*. Oil and Gas Journal, January 1978.

AGUILERA, R. *Geologic Aspect of Naturally Fractured Reservoir*. The Leading Edge, pp. 1667-1670, December 1998.

AGUILERA, R. *Naturally Fractured Reservoir*. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Books, 1995, 521p.

BAKER, P.E. *An Experimental Study of Heat Flow in Steam Flooding*. Soc. Pet. Eng. J, p. 295. March, 1968.

BEGGS, H.D.AND ROBINSON, J.F. *Estimating the Viscosity of Crude Oil System*. J. Pet. Tech, p. 1140-41, Sep.1975.

BERNER, R.A. AND MORSE J. W. *Dissolution Kinetics of Calcium Carbonate in Sea Water IV. Theory of Calcite dissolution*. Amer. J. Sci., v. 274, p.108-134, 1974.

BLEVINS, T. R., ASELTINE, R. J., AND KIRK, R. S. *Analysis of Steam Drive Project, Inglewood Field, California*. J. Pet. Tech, p. 1141, Sept., 1969.

BRIGG, P.J., BECK, D.L., BLACK, C.J.J., AND BISSELL R. *Heavy Oil from Fractured Carbonate Reservoirs*. SPE Reservoir Engineering, p. 173-179, May 1992.

Brigg, P.J. *A Simulator for the Recovery of Heavy Oil from Fractured Carbonate Reservoirs Using Cycling Steam Injection*. SPE 17954, SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, March 11-14, 1989 Manama.

BRIGGS, P. J., BECK, D. L., BLACK, C. J. T., AND BISSELL, R. C. *Heavy Oil from Fractured Carbonate Reservoir*. SPE 19671, Annual Technical Conference and Exhibition, Oct 8-11, 1989, San Antonio, TX.

BRIGGS, P.J., BARON, R.P., FULLEYLOVE, R.J., AND WRIGHT, M.S. *Development of Heavy Oil Reservoir*' JPT, p. 206-214, Feb.1988.

CATHLES, L.M., SHOELL, M. AND SIMOM, R.A *Kinetic Model of CO₂ Generation and Mineral and Isotopic Alteration During Steamflooding*. SPE Reservoir Engineering, p.524-530, November 1990.

CHING, H.WU. *A Critical Review of Steamflood Mechanism*. SPE 6550, Annual Meeting, April 13-15, 1977, California.

COALSON, E. B., HARTMANN, D.J., AND THOMAS, J.B. *Productive Characteristic of Common Type*. Bulletin of the South Texas Geological Society, v.15, No 6, pp.35-51 February 1985.

COATS, K.H. *Implicit Compositional Simulation of Single Porosity and Dual-Porosity Reservoir*. SPE 18427, SPE Symposium on Reservoir Simulation, 6-8 Feb. 1989, Houston, TX.

DE LA PORTE, J.J. AND KOSSAK, C.A. *The Effect of Fracture Relative Permeabilities and Capillary Pressure on the Numerical Simulation of Fractured Reservoirs*. SPE 95241, Annual Technical Conference and Exhibition, 9-12 October 2005, Dallas, Texas, U.S.A.

DEHANN, H.J., AND VANLOOKEREN, J. *Early Result of the First Large Scale Steam Soak Project in Tia Juana Field, Western Venezuela*. JPT, p. 101-110, January 1969.

DESWAAN, A. *Theory of Water Flooding in Fractured Reservoir*. SPEJ, p. 117-122, April 1978.

FAROUQ-ALI, S.M. *Fluid viscosity, Its Estimation, Measurement and Role in Thermal Recovery*. Producer Monthly, Jan.1967.

FAROUQ-ALI, S.M. *Practical Considerations in Steamflooding*. Producers Monthly, p. 13-16, January 1968.

FIROOZABADI, A. AND THOMAS, L.K. *The Sixth SPE Comparative Solution Project: Dual Porosity Simulator*. SPE 18741, 1990.

GIGGENBACH, W.F. *Geothermal Mineral Equilibria*. Geochim. Cosmochim. Acta, 45, p.393-410, 1981.

H. WENZEL, G. SCHMIDT. *Fluid Phase Equilibria* 5 (1980) 3. (DEQ).

HAGHIGHIL, M., YORTSOS, Y.C. *Visualization of Steam Injection in Fractured System Using Micromodels*. SPE 37520, International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Feb.10-12, 1997, Bakersfield, CA.

HONAPOUR, M., DEGROAT, C., AND MANJNATH, A. *How Temperature Affects Relative Permeability Measurement*. Word Oil, p.116-126, May 1986.

HOUPEURUT, A.H. AND THELLIEZ, M.B. *Predicting the Viscosity of Hydrocarbon Liquid Phase From Their Composition*. SPE 5057, SPE Annual Meeting, Oct. 6-9. 1974, Houston.

KASEMI, H. *Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoir with Uniform Fracture Distribution*. Soc. Pet. Eng. J., p451., 1969.

- KYTE, J.R. *A Centrifuge Method to Predict Matrix Block Recovery in Fractured Reservoir*. SPEJ, p.164-170, June 1970.
- LEFEBVRE DU PREY, E. *Gravity and Capillary Effects on Imbibition in Porous Media*. SPE 6192, SPE Journal, pp. 195-206, June 1978.
- MARTIN, A.J. ET AL. *Characterization of Petrophysical Flow Units in Carbonate Reservoir*. AAPG Bulletin, v .83, no 7, p.734-759, May 1977.
- MATEO, J.A., AYON, R. *Análisis de una mezcla de petróleo pesado vivo con CO₂*. Etapa I, Proyecto 2219, CEINPET, Julio 2002
- MATTAX, C. C. AND KYTE, J. R. *Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water Drive Reservoir*. SPEJ, p. 177-184., June 1962.
- MCCAFFERY, F. G. *Measurement of Interfacial Tension and Contact Angles at High Temperature and Pressure*. J. Cdn. Pet. Tech., p. 26-32, July-Sept. 1972.
- McCAIN, W.D. *The Properties of Petroleum Fluids*. Tulsa, Oklahoma, PennWell Publishing Company, 1973.
- MEHRAM P., TORTIKE, W.S. AND FAROUQ, ALI. *Steam Heating of Fractured Formations Containing Heavy Oil: Basic Premise and Single-Block Analytical Model*. SPE 28642, the 69 th Annual Technical Conference and Exhibition, 25-28 September, Orleans, LA, USA.
- NAJURJETA, H.L. *A Theory for Pressure Transient Analysis in Naturally Fractured Reservoir*. J. Pet. Tech., p1241, 1980.
- NOLAN, J.B., EHRLICH, R. AND CROOKSTON, R.B. *Applicability of Steamflooding for Carbonate Reservoir*. SPE 8821 the SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, 20-23 April. 1980, Tulsa, OK

OBALLA, V., COOMBE, D.A., BUCHANAN, W.L: *Factors Affecting the Thermal Response of Naturally Fractured Reservoirs*. JCPT, p. 31-42, October 1993.

PLUMMER, L.N AND BUSENBERG E. *The Solubilities of Calcite, Aragonite and Vaterite in CO₂-H₂O Solutions between 0 and 90°C, and an evaluation of the aqueous model for the system CaCO₃-CO₂-H₂O*. Geochimica et Cosmochimica Acta Vol. 46, pp.1011-1040. Pergamon Press Ltd, 1982.

PLUMMER, L.N., WIGLEY, T.M.L AND PARKHURST. *The Kinetic of Calcite Dissolution in CO₂-Water at 5° to 60 °C and 0.0 to 1.0 atm CO₂* American Journal of Science, vol.278, p.179-216, February, 1978.

POSTON, S.W., YDRAEL, S., HOSSAIN, D.K.M.S., MONTGOMERY, E.F. III, AND RAMEY, H. J., JR. *The Effect of Temperature on Irreducible Water Saturation and Relative Permeability of Unconsolidated Sand*. Soc. Pet. Eng. J, p.171, June, 1970.

PRATS, M. *Thermal Recovery, Monograph Series*. SPE, TX, Richardson, 1982.

REIS, J.C. *Oil Recovery Mechanism in Fractured Reservoir during Steam Injection*, SPE 20204 SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, 22-25 April 1990, Tulsa, OK.

RICHARD, G. H., WILLIAN E.B. AND LOUIS M.C. *CT imaging of flow in fractured porous media*. Twenty-First Workshop on geothermal Reservoir Engineering, January 22-24, 1996, Stanford University, Stanford, California,.

ROOM, E. S. *Fluid Flow in Fractured Rock (English translation)*. Bartlesville, Okla W. R. Blake (transl.), Phillips Petroleum Co., 1972.

SAHUQUET, B. C. AND FERRIER, J. J. *Steam-Drive Pilot in a Fractured Carbonate Reservoir: Lacq Superieur Field*. JPT, p. 873-880, April 1982.

SAIDI, A. M. *Reservoir Engineering of Fractured Reservoir: Fundamental and Practical Aspects*. Paris, Total Edition Press, 1988.

SAIDI, A.M., TEHRANI, D.H AND WIT, K. *Mathematical Simulation of Fractured Reservoir Performance*. 10 th World Petroleum Congress, 1979. Romania.

Sayegh, S.G., D.N. RAO, Kokal , S. and Najmam, J.: “Phase Behavior and Physical Properties of Lindbergh Heavy Oil/CO₂ mixtures,” *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, november-december 1990, volume 29, No.6.

SINNOKROT, A. A., RAMEY, H. J. JR., AND MARSDEN, S. S.JR. *Effect of Temperature Level upon Capillary Pressure Curve*. SPEJ, p.13-22, March 1971.

SINNOKROT, A. A. *The Effect of Temperature on Capillary Pressure Curve of Limestone and Sandstone*, Stanford U., Stanford, Calif., Aug.1971, PhD dissertation.

SOMERTON, W. H. *Some Thermal Characteristic of Porous Rock*. Trans, AIME 213, 1958.

STEARNS, D.W. *AAPG Fractured Reservoir School Notes*. Montana Great Falls, 1982-1994.

SUNIL L.K. AND SELIM G.S. *Phase Behavior Correlation of CO₂/ Heavy Oil Mixture for Enhanced Oil Recovery*.” *Fluid phase equilibrium*, Elsevier Science Publishers B.V., Amsterdam. 52, p.283-290, 1989.

TEMPLETON, E. E., NIELSEN, R. F., AND STAHL, C.D. *Study of Gravity Counterflow Segregation*, Soc. Pet. Eng. J. p. 185, June, 1962.

VANDIJK, C. *Steam – Drive Project in the Schoonebeek Field, the Netherland*”, J. Pet. Tech., p. 295, March 1968.

VANG GOLF-RACHT, T. D., *Fundamental of Fractured Reservoir Engineering*. Amsterdam , Elsevier, 1982, 710p.

WARREN, J. E. e ROOT, P.J. *The Behavior of Naturally Fractured Reservoir*, Soc. Pet. Eng. J., p 245. (1963).

WILLMAN, B.T., VALLEROY, V.V., RUNBERG, G.W., CORNELIUS, A.J., e POWERS, L.W. *Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection*. J. Pet. Tech. p. 681, July, 1961.

Apêndice A

Arquivos de Entrada do Simulador Winprop, (2005)

**Simulador Winprop (2005)-Arquivo de entrada para o óleo fracionado

*WINPROP '2005.10'

** TÍTULO/EQUAÇÃO DE ESTADO/ UNIDADES

**=-_=-= TITLES/EOS/UNITS

**REM Arquivo de entrada do programa WINPROP para a representação da *equação de estado de Peng-Robinson 1978, ajustada aos resultados experimentais dos três experimentos envolvidos nesta pesquisa para o caso do óleo fracionado e sua mistura com CO₂.*

*TITLE1 'Equação de Estado para o Óleo Fracionado e sua Mistura com CO2'

*TITLE2 ''

*TITLE3 ''

*UNIT *SI ** O modelo admite o sistema de unidades SI.

*INFEED *MOLE ** A composição da mistura é em moles

*MODEL *PR *1978 ** Equação de estado de Peng-Robinson 1978

** SELEÇÃO DOS COMPONENTES E SUAS PROPRIEDADES

**=-_=-= COMPONENT SELECTION/PROPERTIES

**REM Cinco componentes estão representado na mistura

*NC 5 5 ** Numero de componentes na mistura

*COMPNAME
'CO2 ' 'C1 ' 'médio ' 'leve ' 'pesado ' ** Nome dos componentes
*HCFLAG ** Parâmetro de interação binário entre os componentes
3 1 1 1 1
*PCRIT ** Pressão critica dos componentes da mistura
7.2800000E+01 4.5400000E+01 2.3009000E+01 2.6917000E+01 6.3490000E+00
*TCRIT ** Temperatura critica dos componentes da mistura
3.0420000E+02 1.9060000E+02 7.1161200E+02 5.7861300E+02 1.1800000E+03
*AC ** Fator de acentricidade
2.2500000E-01 8.0000000E-03 4.7265600E-01 3.3627900E-01 1.5408894E+00
*MW ** Massa molecular dos componentes
4.4010000E+01 1.6043000E+01 1.6663000E+02 1.1218000E+02 1.4616090E+03
*VSHIFT ** Técnica para a tradução do volume proposta por Peneloux et al. (1982)
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
*VCRIT ** Volume critico
9.4000000E-02 9.9000000E-02 6.2510000E-01 4.5650000E-01 2.3587000E+00
*VISVC ** Volume critico para o calculo da viscosidade
9.4000000E-02 9.9000000E-02 6.2510000E-01 4.5650000E-01 2.3587000E+00
*OMEGA ** Parâmetro Omega A da equação de estado
4.5723553E-01 4.5723553E-01 4.5723553E-01 4.5723553E-01 7.0407953E-01
*OMEGB ** Parâmetro Omega B da equação de estado
7.7796074E-02 7.7796074E-02 7.7796074E-02 7.7796074E-02 8.7608283E-02
*VISCOR *MODPEDERSEN ** Correlação para a viscosidade, modificada de Pedersen
(1987).
*VISCOEFF ** Coeficientes utilizados no calculo da correlação da viscosidade
9.6000000E-04 2.9735500E+00 7.3780000E-03 1.6856725E+00 1.9483513E-01
*PVC3 0.0000000E+00 ** Coeficiente de interação entre os hidrocarbonetos
*BIN ** Coeficientes binários de interação
2.0000000E-01
8.0000000E-02
2.0000000E-01

5.0000000E-02

*ZRA

** *Fator de compressibilidade de Rackett*

2.7360000E-01 2.8760000E-01 2.5081310E-01 2.5956176E-01 2.8460576E-01

*PCHOR

** *Parâmetro para o calculo da tensão interfacial*

7.8000000E+01 7.7000000E+01 4.6570000E+02 3.2330000E+02 8.8104850E+02

*SG

** *Gravidade especifica dos componentes*

8.1800000E-01 3.0000000E-01 8.6300000E-01 7.4200000E-01 1.0750000E+00

*TB

** *Temperatura de ebulição dos componentes*

-7.8450000E+01 -1.6145000E+02 2.3593500E+02 1.2386200E+02 9.3525100E+02

*ENTHALPY

** *Coefficientes para a determinação da entalpia dos gases ideais*

4.7780500E+00 1.1443300E-01 1.0113200E-04 -2.6494000E-08 3.4706000E-12

-1.3140000E-16

-5.5811400E+00 5.6483400E-01 -2.8297300E-04 4.1739900E-07 -1.5255760E-10

1.9588570E-14

0.0000000E+00 -6.0278500E-02 4.1635000E-04 -6.5269300E-08 0.0000000E+00

0.0000000E+00

0.0000000E+00 -3.1655200E-02 4.2026900E-04 -6.1192600E-08 0.0000000E+00

0.0000000E+00

0.0000000E+00 -1.3496800E-03 3.8140000E-04 -5.2404300E-08 0.0000000E+00

0.0000000E+00

*HEATING_VALUES

** *O valor de calor dos componentes*

0.0000000E+00

2.1289700E+02

0.0000000E+00

0.0000000E+00

0.0000000E+00

COMPOSIÇÃO

**=-=-= COMPOSITION

**REM

```

**NC      5      5
**COMPONENT ARRAY
*COMPOSITION *PRIMARY                ** Composição da mistura
      0.0000000E+00 3.3725423E-01 2.8599269E-01 2.0069466E-01 1.7605841E-01
**COMPONENT ARRAY
*COMPOSITION *SECOND
      1.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00

**_=_=_=  END

```

```

*****

```

```

**Simulador Winprop (2005)-Arquivo de entrada para o óleo misto

```

```

*****

```

```

*WINPROP  '2005.10'

```

```

** TITULO/EQUAÇÃO DE ESTADO/ UNIDADES

```

```

**_=_=_=  TITLES/EOS/UNITS

```

```

**REM  Arquivo de entrada do programa WINPROP para a representação da equação de estado de Peng-Robinson 1978, ajustada aos resultados experimentais dos três experimentos envolvidos nesta pesquisa para o caso do óleo misto e sua mistura com CO2

```

```

*TITLE1  'Equação de Estado para o Óleo Misto e sua Mistura com CO2'

```

```

*TITLE2  ''

```

```

*TITLE3  ''

```

```

*UNIT    *SI                ** O modelo admite o sistema de unidades SI.

```

```

*INFEED  *MOLE              ** A composição da mistura é em moles

```

```

*MODEL   *PR *1978         ** Equação de estado de Peng-Robinson 1978

```

```

** SELEÇÃO DOS COMPONENTES E SUAS PROPRIEDADES

```

```

**_=_=_=  COMPONENT SELECTION/PROPERTIES

```

```

**REM  Três componentes estão representado na mistura

```

*NC 3 3 *** Numero de componentes na mistura*

*COMPNAME *** Nome dos componentes*
'CO2' 'C1' 'misto'

*HCFLAG *** Parâmetro de interação binária entre os componentes*
3 1 1

*PCRIT *** Pressão critica dos componentes da mistura*
72.8 45.4 17.403742

*TCRIT *** Temperatura critica dos componentes da mistura*
304.2 190.6 1300

*AC *** Fator de acentricidade*
.225 .008 .39865

*MW *** Massa molecular dos componentes*
44.01 16.043 478.99231

*VSHIFT *** Técnica para a tradução do volume proposta por Peneloux et al. (1982)*
0 0 0

*ZRA *** Fator de compressibilidade de Rackett*
.2736 .2876 .26584582

*VCRIT *** Volume critico*
.094 .099 .9508969

*VISVC *** Volume critico para o calculo da viscosidade*
.094 .099 1.0345749

*OMEGA *** Parâmetro Omega A da equação de estado*
.457235529 .45723553 .43613209

*OMEGB *** Parâmetro Omega B da equação de estado*
7.77960739E-02 .077796074 .07802832

*SG *** Gravidade especifica dos componentes*
.818 .3 1.0097573

*TB *** Temperatura de ebulição dos componentes*
-109.210 -258.610 1192.402

*PCHOR *** Parâmetro para o calculo da tensão interfacial*

*COMPOSITION *SECOND

1 0 0.0000000E+00

**=-=-= END