

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA QUÍMICA  
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

# Estudo Numérico de Escoamento Bifásico em Reservatórios de Petróleo de Alta Viscosidade

Autor: Sérgio Montini dos Santos Ribeiro  
Orientador: Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto

Campina Grande, Setembro de 2008

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA QUÍMICA  
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

# Estudo Numérico de Escoamento Bifásico em Reservatórios de Petróleo de Alta Viscosidade

Autor: Sérgio Montini dos Santos Ribeiro  
Orientador: Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto

Dissertação de mestrado  
apresentada ao Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Química,  
como requisito para a obtenção do título  
de Mestre em Engenharia Química.

Campina Grande, Setembro de 2008  
PB – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

R484e

Ribeiro, Sergio Montini dos Santos

Estudo numérico de escoamento bifásico em reservatório de petróleo de alta viscosidade / Sergio Montini dos Santos Ribeiro. Campina Grande, 2008.

62 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Química)- Universidade Federal de Campina Grande, Centro Ciências e Tecnologia.

Referências.

Orientador: Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto.

1. Óleo Pesado 2. Escoamento em Meios Porosos 3. Alta Viscosidade  
I. Título.

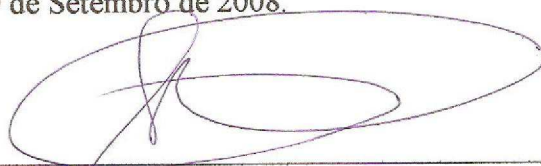
CDU 656.55:665.6 (043)

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA QUÍMICA  
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA**

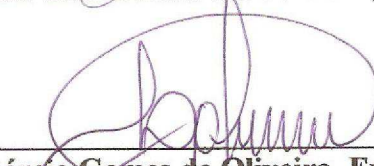
**DISSERTAÇÃO**

**Estudo Numérico de Escoamento Bifásico  
em Reservatórios de Petróleo de Alta  
Viscosidade**

Dissertação aprovada em 29 de Setembro de 2008.



**Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima, Examinador Externo**



**Prof. Dr. Laércio Gomes de Oliveira, Examinador Externo**



**Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto, Orientador**

Campina Grande, Setembro de 2008  
PB – Brasil

## AGRADECIMENTOS

Agradeço ao professor Severino Rodrigues de Farias por sua paciência e dedicação, assim como à minha família, pelo apoio constante durante todo este trabalho e à Capes pelo auxílio financeiro por meio do Programa de Mestrado em Engenharia Química.

Agradeço a Antonio Gilson Barbosa de Lima e a Laércio Gomes de Oliveira pelas críticas e sugestões para a melhoria deste trabalho.

## SUMÁRIO

1	Introdução	1
2	Revisão bibliográfica	3
	2.1 Propriedades da rocha e dos fluidos de um reservatório petrolífero	3
	2.2 Situação econômica	5
	2.3 Escoamentos multifásicos	6
	2.4 Métodos de recuperação	6
	2.5 Localização dos poços	9
	2.6 Mapeamento de permeabilidade	12
	2.7 Relações de permeabilidade/porosidade	14
	2.8 Simulação Numérica	17
3	Modelagem matemática	20
4	Resultados e discussões	27
5	Conclusões	57
	5.1 Conclusões	57
	5.2 Sugestões de trabalhos futuros	57
	Referências bibliográficas	59

## RESUMO

RIBEIRO, Sérgio Montini dos Santos, *Estudo Numérico de Escoamento Bifásico em Reservatórios de Petróleo de Viscosidade Elevada*, Campina Grande: Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Campina Grande, 2008. 63 p. Dissertação (Mestrado).

O trabalho visa o estudo numérico de reservatório petrolífero de óleo pesado com alta viscosidade, usando o método de recuperação secundária de injeção de água em uma malha de produção de cinco pontos. Foi aplicado o modelo de escoamento bifásico água/óleo para a resolução do sistema de equações que descreve o escoamento bifásico água/óleo dentro do reservatório. O sistema de equações foi resolvido através do método de elementos finitos utilizando o programa *FlexPDE*. Os casos avaliados foram realizados em um quarto do reservatório, com intervalos de viscosidades/permeabilidades de  $1 \times 10^{-12}$  até  $8 \times 10^{-11}$  Darcy em reservatórios homogêneos e aleatórios. Um caso de estudo adicional de escoamento em camadas foi realizado com o intuito de analisar o comportamento das soluções e os campos de velocidades simulando uma configuração de permeabilidades durante a passagem por zonas de diferentes tipos de composição de solo. Os resultados obtidos mostraram que as curvas de saturação para óleos de viscosidade elevada são bem diferentes do encontrado na literatura para o caso de viscosidades iguais, demonstrando a irrealidade desta simplificação que é empregada para amenizar os efeitos das mobilidades de cada fase durante o escoamento. O volume produzido de óleos de alta viscosidade diminui quando esta aumenta, sendo necessária a aplicação de um método de recuperação terciária após esta etapa de produção. A permeabilidade torna-se independente da pressão para viscosidades elevadas, devido ao preenchimento parcial dos poros, deixando uma grande parte de óleo intacta, neste sentido, embora a viscosidade seja um parâmetro de resistência, é a permeabilidade quem vai controlar a produção de óleo ao invés do citado na bibliografia.

### *Palavras Chave:*

Óleo pesado, escoamento em meios porosos, alta viscosidade.

## ABSTRACT

RIBEIRO, Sérgio Montini dos Santos, *Estudo Numérico de Escoamento Bifásico em Reservatórios de Petróleo de Viscosidade Elevada*, Campina Grande: Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Campina Grande, 2008. 63 p. Dissertação (Mestrado).

This work claims a numerical study of heavy oil reservoir with high viscosity using a secondary recovery method of water flooding in a producing five-spot scheme. The model applied was water/oil biphasic flow to solve the equation system that describes a biphasic water/oil flow into oil reservoir. The equations system was solved by finite element method using *FlexPDE* program. The study cases were performed in a quarter of reservoir with a viscosity range changing from  $1 \times 10^{-12}$  to  $8 \times 10^{-11}$  in homogen and random reservoirs. An additional study case of layer flow was performed to analyse the solution behavior and velocity fields, simulating a configuration of permeabilities during a passage from different kinds of soil composition zones. The results obtained showed that saturation curves for high viscosity oils are quite different from literature for the case of same viscosity, showing unreality of this assumption which is used for smooth effects of mobility phase during flow. The produced oil volume from high viscosity oil decays as viscosity increases, so have been useful a tertiary recovery after this producing scheme. In this sense, although the viscosity is a resistance parameter, is the permeability which really controls the production instead wrote in bibliography.

### *Key Words:*

Heavy oil, flow in porous media, high viscosity.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Reservas totais de óleo de uma quantidade de 9 a 13 trilhões de barris (bbl)	5
Figura 2.2	Processo de formação de <i>fingers</i> dentro do reservatório petrolífero.	8
Figura 2.3	Campo de produção ao sul de Belbridge, Califórnia, com 10.200 poços.	9
Figura 2.4	Relação de risco na produção dos poços para atingir a demanda necessária de óleo bruto.	10
Figura 2.5	Esquema de injeção de água de cinco pontos para os principais campos de petróleo consolidados no Estado americano de Ilinois.	11
Figura 2.6	Resultados de estudo de salinidade de água de injeção por CMR	13
Figura 2.7a	Comportamento das funções de permeabilidade absoluta para reservatório com 2% de saturação de água conata.	17
Figura 2.7b	Detalhe para porosidade próxima de zero das funções de permeabilidade absoluta para reservatório com 2% de saturação de água conata.	17
Figura 3.1	Representação do arranjo de poços <i>five-spot</i> (a) e domínio físico de estudo (b).	21
Figura 3.2	Direção do fluxo de fluidos próximos aos poços.	26
Figura 4.1	Malha não-estruturada com distribuição de permeabilidade uniforme.	28
Figura 4.2a	Representação do campo de permeabilidades aleatório (Casos 5 e 6).	29
Figura 4.2b	Representação da malha não-estruturada do reservatório (Casos 5 e 6).	29
Figura 4.3a	Evolução da saturação de água durante a injeção no reservatório (Caso 1) – 71 dias.	30
Figura 4.3b	Evolução da saturação de água durante a injeção no reservatório (Caso 1) – 500 dias.	30

Figura 4.3c	Evolução da saturação de água durante a injeção no reservatório (Caso 1) – 700 dias.	30
Figura 4.3d	Evolução da saturação de água durante a injeção no reservatório (Caso 1) – 1000 dias.	30
Figura 4.4a	Distribuição de pressões durante a injeção de água no reservatório (Caso 1) – 71 dias.	31
Figura 4.4b	Distribuição de pressões durante a injeção de água no reservatório (Caso 1) – 500 dias.	31
Figura 4.4c	Distribuição de pressões durante a injeção de água no reservatório (Caso 1) – 700 dias.	31
Figura 4.4d	Distribuição de pressões durante a injeção de água no reservatório (Caso 1) – 1000 dias.	31
Figura 4.5	Campo vetorial de velocidade (m/s) para o reservatório (Caso 1) em $t=500$ dias.	32
Figura 4.6	Frente de avanço de água para uma malha de injeção de cinco pontos para duas razões de mobilidade (1,45 e 0,4) entre os poços injetor ( ) e produtor ( ).	32
Figura 4.7a	Evolução da saturação de água durante a injeção no reservatório (Caso 2) – 71 dias.	33
Figura 4.7b	Evolução da saturação de água durante a injeção no reservatório (Caso 2) – 500 dias.	33
Figura 4.7c	Evolução da saturação de água durante a injeção no reservatório (Caso 2) – 700 dias.	33
Figura 4.7d	Evolução da saturação de água durante a injeção no reservatório (Caso 2) – 1000 dias.	33
Figura 4.8	Campo vetorial de velocidade para o reservatório (Caso 2) em $t=500$ dias.	34
Figura 4.9a	Distribuição de pressões após injeção de água no reservatório (Caso 2) – 71 dias.	34
Figura 4.9b	Distribuição de pressões após injeção de água no reservatório (Caso 2) – 500 dias.	34
Figura 4.9c	Distribuição de pressões após injeção de água no reservatório (Caso 2) –	34

	700 dias.	
Figura 4.9d	Distribuição de pressões após injeção de água no reservatório (Caso 2) – 1000 dias.	34
Figura 4.10a	Campo de saturação de água para reservatório homogêneo (Caso 4). – 100 dias.	35
Figura 4.10b	Campo de saturação de água para reservatório homogêneo (Caso 4). – 1000 dias.	35
Figura 4.10c	Campo de saturação de água para reservatório homogêneo (Caso 4). – 1200 dias.	35
Figura 4.10d	Campo de saturação de água para reservatório homogêneo (Caso 4). – 2000 dias.	35
Figura 4.10e	Campo de saturação de água para reservatório homogêneo (Caso 4). – 3000 dias.	35
Figura 4.10f	Campo de saturação de água para reservatório homogêneo (Caso 4). – 4600 dias.	35
Figura 4.11	Perfis de saturação de água para diferentes tempos de injeção ao longo da linha diagonal que une os poços para escoamento de óleo pesado ( $\mu_o = 1000 \text{ cP}$ ).	36
Figura 4.12a	Evolução do campo de pressão ( $t=100$ dias) para reservatório homogêneo de permeabilidade constante.	37
Figura 4.12b	Evolução do campo de pressão (em $Pa$ ) para reservatório homogêneo de permeabilidade constante (Caso 4) – 1000 dias.	37
Figura 4.12c	Evolução do campo de pressão (em $Pa$ ) para reservatório homogêneo de permeabilidade constante (Caso 4) – 1200 dias.	37
Figura 4.12d	Evolução do campo de pressão (em $Pa$ ) para reservatório homogêneo de permeabilidade constante (Caso 4) – 2000 dias.	38
Figura 4.12e	Evolução do campo de pressão (em $Pa$ ) para reservatório homogêneo de permeabilidade constante (Caso 4) – 3000 dias.	38
Figura 4.12f	Evolução do campo de pressão (em $Pa$ ) para reservatório homogêneo de permeabilidade constante (Caso 4) – 4600 dias.	38
Figura 4.13	Perfis de saturação de água para diferentes tempos de processo ao longo da linha diagonal do reservatório para escoamento de óleo pesado	39

( $\mu_o = 500$  cP).

Figura 4.14	Saturação de água no poço produtor, ao longo do tempo.	40
Figura 4.15	Influência da viscosidade do óleo sobre a quantidade de óleo produzido ( $m^3$ ) em função do tempo (dias).	40
Figura 4.16	Influência da viscosidade do óleo sobre a quantidade de óleo restante no reservatório ( $m^3$ ) em função do tempo (dias).	41
Figura 4.17	Campo vetorial de velocidade (m/s) para o reservatório (Caso 5) – $t=500$ dias.	41
Figura 4.18a	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 5) – 71 dias.	42
Figura 4.18b	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 5) – 500 dias.	42
Figura 4.18c	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 5) – 700 dias.	42
Figura 4.18d	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 5) – 1000 dias.	42
Figura 4.19a	Distribuição de pressões (em Pa) após injeção de água no reservatório (Caso 5) – 71 dias.	43
Figura 4.19b	Distribuição de pressões (em Pa) após injeção de água no reservatório (Caso 5) – 500 dias.	43
Figura 4.19c	Distribuição de pressões (em Pa) após injeção de água no reservatório (Caso 5) – 700 dias.	43
Figura 4.19d	Distribuição de pressões (em Pa) após injeção de água no reservatório (Caso 5) – 1000 dias.	43
Figura 4.20	Campo vetorial de velocidade (m/s) para o reservatório (Caso 6) em $t=500$ dias.	44
Figura 4.21a	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 6) – 71 dias.	45
Figura 4.21b	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 6) – 500 dias.	45
Figura 4.21c	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 6) – 700 dias.	45

Figura 4.21d	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 6) – 1000 dias.	45
Figura 4.22a	Distribuição de pressões (Pa) após injeção de água no reservatório (Caso 6) – 71 dias.	46
Figura 4.22b	Distribuição de pressões (Pa) após injeção de água no reservatório (Caso 6) – 500 dias.	46
Figura 4.22c	Distribuição de pressões (Pa) após injeção de água no reservatório (Caso 6) – 700 dias.	46
Figura 4.22d	Distribuição de pressões (Pa) após injeção de água no reservatório (Caso 6) – 1000 dias.	46
Figura 4.23	Quantidade de óleo produzida no reservatório (m <sup>3</sup> ) versus o tempo de injeção de água (dias) para uma viscosidade do óleo de 10 cP.	47
Figura 4.24	Quantidade de óleo produzida no reservatório (m <sup>3</sup> ) versus o tempo de injeção de água (dias) com uma viscosidade do óleo de 25 cP.	48
Figura 4.25a	Reservatório com distribuição de permeabilidades em camadas.	49
Figura 4.25b	Malha e camadas de permeabilidades para os casos 7 e 8(a-c).	49
Figura 4.26	Campo de velocidades (m/s) para o caso de reservatório em camadas (caso 7).	50
Figura 4.27a	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 7) – 71 dias.	51
Figura 4.27b	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 7) – 250 dias.	51
Figura 4.27c	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 7) – 550 dias.	51
Figura 4.27d	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 7) – 650 dias <i>breakthrough</i> .	51
Figura 4.28a	Campos de pressão durante a injeção de água no reservatório (Caso 7) – 71 dias.	52
Figura 4.28b	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 7) – 250 dias.	52
Figura 4.28c	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 7) – 550 dias.	52

Figura 4.28d	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 7) – 650 dias <i>breakthrough</i> .	52
Figura 4.29	Campo de velocidades em reservatório em camadas (caso 8a).	52
Figura 4.30a	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 8a) – 71 dias.	53
Figura 4.30b	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 8a) – 550 dias.	53
Figura 4.30c	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 8a) – 750 dias.	53
Figura 4.30d	Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 8a) – 1250 dias <i>breakthrough</i> .	53
Figura 4.31a	Campos de pressão durante a injeção de água no reservatório (Caso 8a) – 71 dias.	54
Figura 4.31b	Campos de pressão durante a injeção de água no reservatório (Caso 8a) – 550 dias.	54
Figura 4.31c	Campos de pressão durante a injeção de água no reservatório (Caso 8a) – 750 dias.	54
Figura 4.31d	Campos de pressão (Pa) durante a injeção de água no reservatório (Caso 8a) – 1250 dias <i>breakthrough</i> .	54
Figura 4.32	Perfis de saturação ao longo das diagonais entre os poços para reservatório em camadas.	55
Figura 4.33	Perfis de pressão ao longo das diagonais para reservatório em camadas (casos 7 e 8 (a–c))	56

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Valores de permeabilidade e condutividade hidráulica para vários materiais não consolidados.	4
Tabela 2.2	Classificação do óleo cru.	5
Tabela 2.3	Percentagens de cada técnica de recuperação.	8
Tabela 2.4	Funções de permeabilidade absoluta para reservatórios de óleo.	16
Tabela 4.1	Casos analisados neste trabalho.	28

## NOMENCLATURA

### *Letras latinas*

$A_S$	Área de superfície interna	[m <sup>2</sup> ]
$A_t$	Área total do reservatório	[m <sup>2</sup> ]
$A_i$	Área do volume de controle $i$ ( $A_i = x_i \cdot y_i$ );	[m <sup>2</sup> ]
$d$	Diâmetro do poço	[m]
$F_R$	Fator de resistividade elétrica do meio poroso	–
$F_s$	Fator de forma	–
$K$	Permeabilidade do reservatório	[m <sup>2</sup> ]
$K_{ABS}$	Permeabilidade absoluta do meio poroso	[m <sup>2</sup> ]
$K_{ri}$	Permeabilidade relativa à fase “ $i$ ” ( $i = W, O$ )	[m <sup>2</sup> ]
$L$	Comprimento da amostra	[cm]
$L_a$	Comprimento atual do caminho percorrido pelo fluido	[cm]
$N$	Número total de elementos da malha	–
$n$	Número de elementos	–
$P$	Pressão dentro do reservatório	[N / m <sup>2</sup> ]
$P_c$	Pressão capilar	[N / m <sup>2</sup> ]
$R$	Razão de crescimento dos elementos da malha	–
$r$	Raio do poço	[m]
$r_c$	Raio do tubo capilar	[cm]
$s_{AC}$	Saturação de água conata do reservatório	–
$s_O$	Saturação da fase óleo	–
$s_W$	Saturação da fase água	–



$S_{wi}$	Saturação de água dentro do volume de controle $i$ ;	–
$t$	Tempo	[s]
$U$	Velocidade total	[m / s]
$x$	Posição do elemento no eixo coordenado X	[m]
$M$	Razão de mobilidade	–
$f_w$	Função de fluxo fracionário	–
$h_w$	Contribuição do efeito de capilaridade sobre o escoamento	[m.m <sup>3</sup> / s]
$\vec{g}$	Aceleração vetorial da gravidade (0; 0; g)	[m / s <sup>2</sup> ]
$c_t$	Compressibilidade total do reservatório	[m <sup>2</sup> / N]
$c_f$	Compressibilidade efetiva da rocha, para volume total constante da formação	[m <sup>2</sup> / N]
$z$	Altura unitária da camada do reservatório;	[m]

#### *Letras Gregas*

$\mu$	Viscosidade cinemática	[Kg / m.s]
$\phi$	Porosidade	–
$\phi_i$	Porosidade do volume de controle $i$	–
	Densidade	[Kg / m <sup>3</sup> ]
$w$	Densidade da água	[Kg / m <sup>3</sup> ]
$o$	Densidade do óleo	[Kg / m <sup>3</sup> ]
$e$	Massa específica	–
$\Delta$	Intervalo de valores	–
	Domínio de uma equação	–
	Tortuosidade de Kozeny	–
	Mobilidade total	[m <sup>3</sup> .s / Kg]
$i$	Mobilidade da fase $i$ ( $i = W; O$ )	[m <sup>3</sup> .s / Kg]

#### *Sobrescritos*

°	Grau Vetor	
---	---------------	--

### *Subscritos*

AC	Água conata ou irreduzível
c	Capilar
f	Formação rochosa
i	Iteração atual
i+1	Iteração posterior
i-1	Iteração anterior
O	Óleo
t	Total
W	Água
e	Específico ou efetivo
inj	Referente ao poço injetor
prod	Referente ao poço produtor

### *Abreviações*

bbbl	Barril de petróleo
------	--------------------

### *Siglas*

ADI	<i>Alternating Direction Implicit</i>
CCT	Centro de Ciências e Tecnologia
CMR	<i>Combinable Magnetic Resonance</i>
EDP	Equação Diferencial Parcial
GOR	<i>Gas Oil Ratio</i>
IMPES	Implícito na Pressão e Explícito na Saturação
SI	Sistema Internacional de Unidades
WAG	<i>Water-Alternate-Gas flooding</i>
EbFVM	<i>Element-based Finite Volume Method</i>

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

Os processos de geração e migração do petróleo, assim como o preenchimento dos reservatórios por este tipo de fluido, ocorrem num contexto geológico complexo, os quais são dependentes de vários fatores como: tempo, temperatura, pressão, material constituinte da rocha e outros mecanismos que estão correlacionados entre si. O entendimento de algumas destas grandezas pode ajudar a diminuir as incertezas em predizer as características do escoamento na rocha, diminuindo assim os riscos financeiros com as operações de perfuração. Além disso, a natureza caótica da estrutura da rocha-reservatório não permite a medição direta de suas propriedades (Araujo Filho e Pereira, 2006). Tem-se observado na literatura vários trabalhos, a exemplo de Wendland *et al.* (2001), Coutinho e Mendonça (2004), Quispe (2005), Barbosa (2006), entre outros, que empregam a simulação numérica para prever o comportamento do transporte ou escoamento de óleo no reservatório petrolífero. Alguns destes autores adotam uma distribuição isotrópica da permeabilidade e outros uma distribuição aleatória no meio poroso (reservatório petrolífero).

Algumas características importantes do reservatório petrolífero que devem ser levadas em consideração são a natureza dos fluidos que preenchem o meio poroso, sua distribuição, sua capacidade de escoamento e quantidades a serem extraídas. A presença de reservatórios de óleos pesados em uma quantidade maior do que a de óleos leves está forçando as indústrias e governos a reverem suas estratégias de produção devido à crescente escassez de jazidas de óleos leves (Alboudwarej *et al.*, 2006).

Atualmente, a recuperação de óleo é uma operação bastante comum entre as empresas de petróleo e, dentre os métodos atualmente disponíveis, o mais difundido é o de injeção de água para deslocar o óleo residual (método de recuperação secundária). Isto é devido à água ser um fluido abundante no planeta cujos custos de tratamento para sua injeção no reservatório são pequenos quando comparados com o valor do óleo contido na rocha reservatório. Na prática, esta operação requer uma grande demanda de recursos para a sua realização. Neste contexto, a fluidodinâmica vai desempenhar um papel muito importante ao simular o comportamento do escoamento no reservatório sem custos adicionais elevados e podendo ser estendidas a várias situações diferentes, tornando-a atraente economicamente.

Neste trabalho, pretende-se avaliar o processo de recuperação de óleo pesado e ultra-viscoso por injeção de água, utilizando uma malha de injeção de água e de produção de óleo de cinco pontos, considerando um reservatório petrolífero heterogêneo no que tange à distribuição da permeabilidade.

Para se atingir este objetivo, foram definidas as seguintes metas a serem desenvolvidas:

- Apresentar uma modelagem teórica bidimensional para prever a distribuição de saturação, pressão e velocidade do escoamento bifásico (água-óleo) em reservatórios petrolíferos;
- Simular a distribuição de velocidade, pressão e saturação das fases envolvidas no escoamento dos fluidos em reservatórios com distribuição de porosidade e permeabilidades uniforme e aleatória em vários tempos de processo;
- Avaliar a eficiência de recuperação dos óleos pesados (produção de óleo) com auxílio das informações dos campos de velocidade, pressão e saturação dos fluidos para diferentes valores de viscosidade do óleo.

## CAPÍTULO 2

### REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

#### 2.1 Propriedades da rocha e dos fluidos de um reservatório petrolífero

O conhecimento das propriedades físicas da rocha e suas interações com o reservatório são essenciais para entender e avaliar o desempenho de um reservatório. A rocha-reservatório pode variar de composição, desde sedimentos compactados de areia, ou arenito, até calcário ou mármore (Ahmed, 2001). A sua caracterização depende de vários fatores geológicos dos quais os mais importantes são: a porosidade, a permeabilidade e a saturação dos fluidos (Cunha *et al.*, 1999). Dentre estes fatores, a porosidade e a permeabilidade são os principais parâmetros que definem e controlam as propriedades de transporte da rocha-reservatório (Dürrast e Siegesmund, 1999). Em um reservatório petrolífero há uma complicada mistura de rocha porosa, água salgada e fluidos hidrocarbonetos no subterrâneo em profundidades que não permitem medidas e caracterização com facilidade (Allen III *et al.*, 1988). Um reservatório de petróleo é um corpo de rocha subterrânea, freqüentemente sedimentado com espaços vazios interconectados ocupando mais de 30% do seu volume médio. Quase a totalidade dos reservatórios tem a porosidade variando entre 5% e 30% e, mais da metade deste grupo possui entre 10% e 20% de porosidade (Araújo Filho e Pereira, 2006). São nestes espaços vazios que se armazenam o óleo, a água salgada e, em alguns casos, os fluidos injetados e gases hidrocarbonetos. A estrutura dos espaços vazios da rocha pode ser muito fina, a nível capilar, resultando em uma baixíssima velocidade de escoamento dos fluidos

residentes, cujo valor pode ser menor do que 1,0 m/dia (  $1,16 \times 10^{-5}$  m/s) (Allen III *et al.*, 1988).

As propriedades da rocha variam sensivelmente, porém suas médias para um determinado campo podem ser agrupadas em intervalos, como os ilustrados na Tabela 2.1. Nesta tabela estão apresentados alguns exemplos de valores para cada tipo de solo poroso que possa abrigar um fluido em seu interior (Wendland, 2003). Um meio poroso pode ser constituído por partículas desagrupadas, denominado de meio poroso particulado, como colunas de recheio, ou por uma rocha contínua que possua canais interconectados ou não, sendo este último quem vai definir a propriedade de condutibilidade hidrodinâmica ou permeabilidade.

Tabela 2.1 – Valores de permeabilidade e condutividade hidráulica para vários materiais não consolidados.

Material	Permeabilidade intrínseca (cm <sup>2</sup> )	Condutividade Hidráulica (cm/s)
Argila	$10^{-14} - 10^{-11}$	$10^{-9} - 10^{-6}$
Silte; Silte Arenoso	$10^{-11} - 10^{-9}$	$10^{-6} - 10^{-4}$
Areia Argilosa	$10^{-11} - 10^{-9}$	$10^{-6} - 10^{-4}$
Areia Siltosa; Areia Fina	$10^{-10} - 10^{-8}$	$10^{-5} - 10^{-3}$
Areia bem distribuída	$10^{-8} - 10^{-6}$	$10^{-3} - 10^{-1}$
Cascalho bem distribuído	$10^{-7} - 10^{-5}$	$10^{-2} - 10^0$

Fonte: Wendland (2003).

Enquanto a densidade do óleo é importante na avaliação do reservatório petrolífero e na estimativa dos custos de produção e refino, a viscosidade é a propriedade que mais afeta a produtividade e a sua recuperação (Alboudwarej *et al.*, 2006), portanto, quanto mais viscoso for o óleo, mais difícil será a sua extração. Por causa da viscosidade, para que uma rocha seja considerada um reservatório de óleo explorável, a sua permeabilidade deve ser maior que aproximadamente 100 mD (*miliDarcy* ou  $10^{-13}$  m<sup>2</sup>). No entanto para reservatórios de gás podem existir valores de permeabilidades mais baixas tornando-os exploráveis devido à viscosidade do gás ser relativamente menor que a do petróleo (Araújo Filho e Pereira, 2006) e ao efeito de escorregamento (ou efeito Klinkenberg).

Em geral, as propriedades dos fluidos do reservatório são apresentadas a partir de seu °API, que é uma função da massa específica. Dessa forma, uma classificação é feita para

melhor distinguir o tipo de óleo contido no reservatório. Na Tabela 2.2 é apresentada a classificação do óleo cru, segundo o °API (Kirvelis e Davies, 2003).

Tabela 2.2 – Classificação do óleo cru.

Classificação:	
Extra pesado:	°API < 10
Pesado:	10 < °API < 22,3
Médio:	22,3 < °API < 31,1
Leve:	°API > 31,1

Fonte: Kirvelis e Davies (2003).

## 2.2 Situação econômica

A maioria das fontes de óleo do mundo é constituída por hidrocarbonetos pesados, viscosos e ultra viscosos, os quais são muito onerosos para produção, transporte e refino. Estes óleos pesados têm como características uma alta viscosidade, de 1.000 *cP* a 10.000 *cP*, e um baixo °API, entre 10° e 20° (Silva, 2003; Alboudwarej *et al.*, 2006).

Com a alta da demanda de óleo, a produção de óleos convencionais tem decaído, forçando a indústria petrolífera a buscar novas opções de extração de óleo. Dentro desta categoria encontram-se as jazidas de óleos pesados onde, sob as condições econômicas atuais, muitas reservas deste óleo pode ser exploradas de maneira viável, havendo uma abundância destas em todo planeta, conforme é apresentado na Figura 2.1 (Alboudwarej *et al.*, 2006). Diante da importância, muitos países estão revendo suas estimativas de reservas óleos pesados e testando novas tecnologias de extração para assegurar que suas fontes não sejam desperdiçadas.

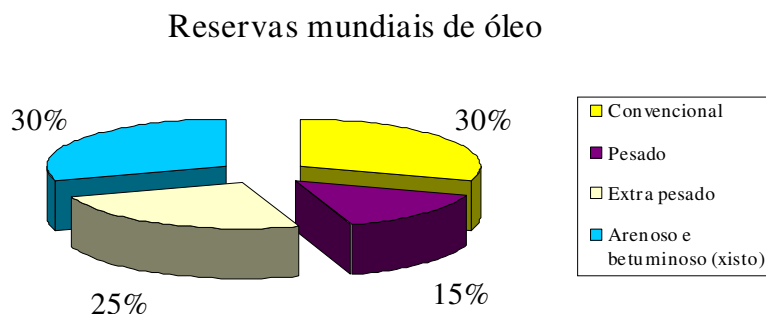


Figura 2.1 – Reservas totais de óleo de uma quantidade de 9 a 13 trilhões de barris (bbl).

Fonte: Alboudwarej *et al.* (2006).

As operações de extração de óleo para a indústria são onerosas, demandando muitos recursos financeiros para realizá-las. O campo da simulação vem se destacando como uma fonte promissora na minimização destes custos fornecendo dados importantes a respeito do comportamento do reservatório. Estes recursos permitem a tomada de decisões a respeito de qual técnica seria a mais adequada para um determinado campo de petróleo (Araújo, 2002).

### 2.3 Escoamentos multifásicos

O escoamento bifásico de fluidos imiscíveis através de meios porosos é governado pela equação da continuidade e pela lei de Darcy generalizada para escoamentos multifásicos. O desenvolvimento das equações governantes recai em um sistema acoplado de equações diferenciais parciais altamente não-lineares formado por uma equação elíptica, a equação da pressão, e por uma equação parabólica-hiperbólica, a equação da saturação. O acoplamento dessas duas equações diferenciais parciais se dá pela equação da velocidade (Coutinho e Mendonça, 2004). Allen III (1985) relata que a não-linearidade é uma característica inerente à permeabilidade da rocha que vai variar com a saturação do fluido. Ainda, segundo Allen III (1985), estas não-linearidades aumentam quando os efeitos de armazenamento e de compressibilidade resultam em uma forte dependência com a pressão no termo de acúmulo.

O escoamento em meio poroso é um fenômeno muito complexo que não pode ser descrito tão explicitamente quanto o escoamento externo em tubos e canais (Ahmed, 2001). Em reservatórios, o escoamento em estado estacionário só ocorre quando o mesmo é completamente recarregado e amparado por um forte aquífero, ou com operações de manutenção de pressão que garantam o fluxo de óleo para o poço produtor. Exceto em cavernas e fendas (ou falhas geológicas), o escoamento subterrâneo é quase sempre laminar, devido à viscosidade do fluido, neste caso o óleo, e ao tamanho dos poros da rocha (Wendland, 2003).

### 2.4 Métodos de recuperação

Com a escassez de fontes de petróleo naturais próximas à superfície, os riscos de produção aumentaram e, portanto, a indústria de petróleo tem incentivado trabalhos de pesquisa na área de recuperação e de extração em solos e águas profundas (Lyons, 1996; Ahmed, 2001; Rosa *et al.*, 2001). Assim, cada método de recuperação, em geral, envolvem



diferentes mecanismos físico-químicos determinando sua eficiência em cada caso (Bedrikovetski, 1993). De um modo geral, as operações de recuperação seguem a seguinte classificação:

- a) Métodos de Recuperação Primários: Gás em solução; Capa de gás e Influxo de água;
- b) Métodos de Recuperação Secundários: Injeção de gás ou de água;
- c) Métodos de Recuperação Terciários (ou melhorados/aprimorados): Métodos químicos; Métodos miscíveis e Métodos térmicos.

Há um consenso geral de que o termo “recuperação primária” seja o mais adequado para o caso em que o próprio reservatório, às custas de sua energia, expulsa os fluidos de seu interior, ao invés de “métodos de extração natural” (Allen III *et al.*, 1988; Rosa *et al.*, 2001).

Atualmente, a injeção de água no reservatório é um dos métodos de recuperação mais empregados na produção de petróleo e vem sofrendo modificações como, por exemplo, com injeção alternada de vapor ou injeção à quente, uma vez que o fluido é abundante em todo o planeta. Esta água injetada serve tanto para manter a pressão do reservatório quanto para deslocar o óleo na direção dos poços produtores (Barbosa, 2004; Barbosa, 2006; Cordeiro *et al.*, 2007). O fluxo no reservatório é controlado basicamente pelas forças de inibição capilar e de gravidade, embora outras forças como, por exemplo, forças de expansão, difusão e viscosas possam influenciar no processo de recuperação dependendo da pressão, temperatura e composição dos fluidos envolvidos no processo (Allen III, 1985; Allen III *et al.*, 1988; Karimaie *et al.*, 2006). Se a diferença de densidade entre o óleo e a água é apreciável, a segregação gravitacional será dominante. O tempo de deslocamento da primeira parcela do fluido injetado no reservatório até atingir o poço produtor é chamado de tempo de percolação ou de erupção (do inglês *breakthrough*). Dessa maneira, a fim de avaliar os processos de recuperação, a indústria de petróleo usa a simulação da dinâmica dos fluidos. Uma alternativa rápida e barata é o emprego da teoria da percolação, que se baseia no menor caminho entre os dois poços, denominado caminho preferencial (Soares *et al.*, 2004). A injeção contínua de água geram canais através dos poros mais permeáveis, os chamados caminhos preferenciais, percorridos pela água, sendo conhecidos na literatura por *fingers* (dedos ou canais), representados pela Figura 2.2. A injeção contínua gera canais de água dentro do reservatório através das zonas mais permeáveis, resultando em um *breakthrough* prematuro, deixando uma grande área de óleo intacta. Este fenômeno ocorre principalmente devido à diferença entre as

viscosidades dos fluidos deslocado e injetado, em geral o óleo e a água, respectivamente (Allen III, 1988; Rosa *et al.*, 2001; Barbosa, 2006).

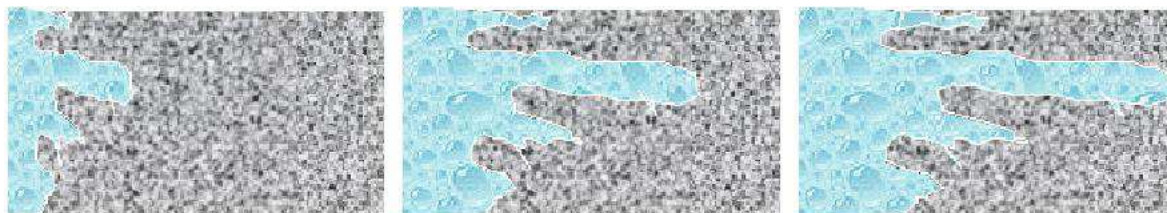


Figura 2.2 – Processo de formação de *fingers* dentro do reservatório petrolífero. Fonte: Oil Chem Technologies (2008). Disponível no site: <http://www.oil-chem.com/smartsf.htm>, acesso em: 04/04/08.

Para a recuperação de óleo em geral, além das altas pressões e temperaturas do reservatório, a percentagem originalmente recuperada, no método primário é de 10% a 20% (Allen III *et al.*, 1988) e no secundário, no caso específico da recuperação térmica, a percentagem é de 20% a 40%, uma vez que o aquecimento reduz a viscosidade do óleo, porém esta técnica não tem uma eficiência adequada quando aplicada em reservatórios profundos, enquanto a injeção de água tem-se mostrado bem-sucedida comercialmente neste campo, e a combustão *in situ* apresenta-se como uma alternativa atraente na recuperação de óleo pesado em reservatórios rasos e óleos leves em reservatórios profundos (Gerritsen, 2005). Outros valores de fatores de recuperação de óleo podem ser encontrados na Tabela 2.3:

Processo de recuperação	Fatores de recuperação
Primária	5% – 15%
Secundária	15% – 45%
Terciária	45% – 65%

Fonte: Almeida (2004).

Conforme parágrafos anteriores e a Tabela 2.3, observa-se uma variação significativa com relação aos fatores de recuperação de cada técnica, pois existem vários tipos de reservatórios de petróleo com seus respectivos fluidos sob determinadas condições, o que será predominante no valor final do fator de recuperação da jazida. De acordo com Babadagli (2007), as tecnologias para revitalizar campos de óleos maduros são baseadas em aplicações em poços ou reservatórios.

## 2.5 Localização dos poços

A determinação da localização ótima dos poços e seus parâmetros de operação para reservatórios de óleo e gás têm um grande impacto econômico. Isto depende de parâmetros complexos, tais como parâmetros geológicos e petrofísicos, regime de escoamento e fatores econômicos que são difíceis de correlacionar (Bangerth *et al.*, 2006). Na prática, isto pode resultar em um arranjo de poços não uniforme, como pode ser observado na Figura 2.3, tanto para produtores quanto para injetores e, portanto, a região afetada pelos poços injetores pode ser diferente para cada um. Além disso, a existência de falhas e variações localizadas de permeabilidade e porosidade podem levar à malhas de poços não uniformes (Ahmed, 2001).



Figura 2.3 – Campo de produção ao sul de Belbridge, Califórnia, com 10.200 poços. Fonte: National Geographic (2008). Disponível no site: <http://www.flickr.com/photos/11787607@N02/2768025843/> acesso em 17/08/08.

Dessa forma, uma vez que o número máximo de poços tenha sido alcançado no reservatório de óleo, o desenvolvimento de práticas posteriores às de recuperação secundária e terciária, tais como recompletação, estimulação, otimização de *lift*, entre outras, devem ser consideradas (Babadagli, 2007).

Yao *et al.* (2001) utilizaram a teoria probabilística para determinar o melhor arranjo de poços de produção de petróleo, visando maximizá-la, verificando que desta maneira o cálculo torna-se mais simplificado. Eles relacionaram fatores tais como o número de poços perfurados e o risco de sucesso para atingir uma determinada taxa de produção anual prescrita, bem como várias razões de sucesso diferentes, como visto na Figura 2.4. Nesta figura, observa-se que a

probabilidade de falha ao alcançar uma determinada demanda de taxa de produção diminui à medida que se aumenta o número de poços perfurados necessários para atingir tal requisito.

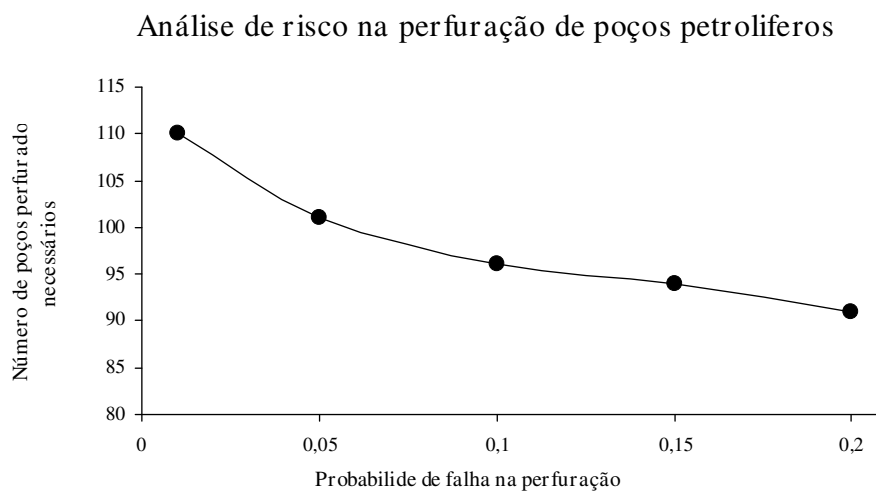
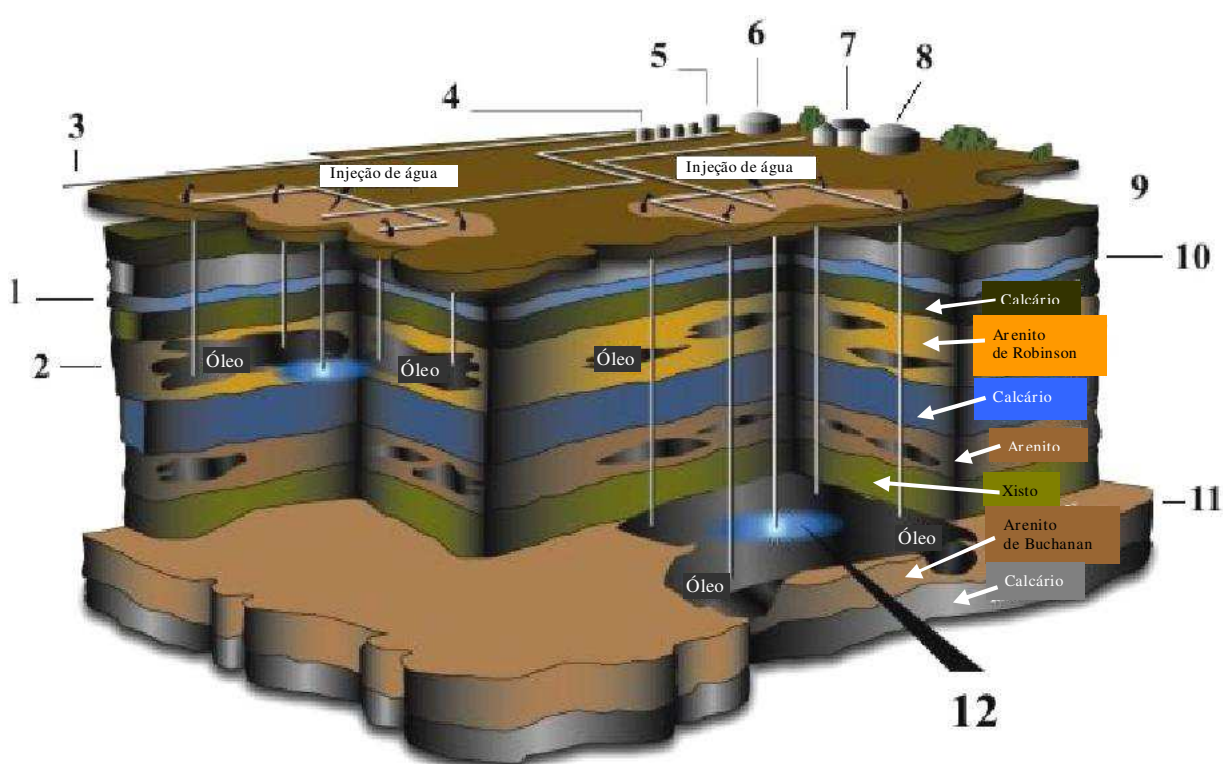


Figura 2.4 – Relação de risco na produção dos poços para atingir a demanda necessária de óleo bruto. Fonte: Yao *et al.* (2001).

Bangerth *et al.* (2006) estudaram algoritmos que otimizavam a produção de óleo por meio da melhor localização de poços injetores em um reservatório petrolífero, analisando vários casos baseados em dados reais de operação, objetivando melhorar as estratégias de produção. Dessa forma, a geometria da malha de produção não segue um padrão comum de injeção em malhas (Rosa *et al.*, 2001). O arranjo é baseado apenas na melhor posição dos poços, tanto produtores quanto injetores, para se retirar o máximo possível de óleo do reservatório. A distância entre os poços e sua malha de produção reflete as características heterogêneas do reservatório petrolífero, principalmente às zonas de maior ou menor permeabilidade, existência de falhas geológicas e até da própria viscosidade dos fluidos presentes. Estes fatores ajudam a tomar decisões sobre a montagem de *manifolds* para a extração de óleo.

Têm-se observado na literatura (Lyons, 1996; Ahmed, 2001; Yao *et al.* 2001; Rosa *et al.*, 2001; Risso *et al.*, 2002; Bangerth *et al.*, 2006) que existem diferentes esquemas de injeção e de uma maneira geral, baseados na estrutura do reservatório e no modo como os poços são distribuídos, estes autores classificam em dois grupos: no primeiro estão reunidos os de injeção periférica, de injeção no topo e de injeção na base; no segundo grupo, estão alocados os esquemas de injeção em malhas, no quais os poços produtores e injetores estão distribuídos uniformemente em toda a área do reservatório.

Neste último caso, o fluido deslocante é injetado na zona de óleo, modificando tanto a distribuição de saturação como o movimento natural dos fluidos no reservatório. Dos vários esquemas de injeção em malhas (modelos de injeção em linha direta, em linhas esconsas; malhas de cinco, sete, e nove pontos), os poços de produção são cercados por poços de injeção conhecidos por malhas do tipo comum. Se nestas malhas, os poços de injeção forem cercados por poços de produção, estes esquemas serão chamados de modelos invertidos ou inversos. O modelo mais difundido em operação de recuperação secundária é o modelo de cinco pontos ou *five-spot*, mostrado na Figura 2.5.



- |   |  |    |  |
|---|--|----|--|
| 1 | Aqüífero superior;                             | 7  | Estação de bombeamento de água;  |
| 2 | Zona de injeção de água 1;                     | 8  | Tanque de armazenamento de água;   |
| 3 | Oleoduto de produção;                          | 9  | Suprimento de água de injeção através do lençol freático;                      |
| 4 | Bateria de tanques de armazenamento;           | 10 | Aqüífero superior ou lençol freático;  |
| 5 | Tanque de separação água/óleo;                 | 11 | Segunda zona de injeção de água;   |
| 6 | Reuso da água retirada do tanque de separação; | 12 | Detalhe da injeção de água ao deslocar o óleo na direção dos poços produtores. |

Figura 2.5 – Esquema de injeção de cinco pontos usados nos campos de petróleo consolidados no Estado americano de Ilinois. Fonte: MDM Energy, Inc. (2008), disponível no site:

<http://www.mdmenergy.com/crawford.html> acesso em: 13/07/08.

O esquema five-spot, é formado por uma malha-base constituída por um quadrado de cinco poços, sendo um poço em cada um dos vértices e um localizado no centro. Na Figura 2.5 pode ser observado um esquema deste tipo de malha, além de detalhes do reservatório de óleo e dos principais equipamentos necessários para se por em pratica este método de recuperação.

Ahmed (2001) e Rosa *et al.* (2001) expõem diferentes arranjos que não seguem os padrões de esquemas de injeção, pois não há um arranjo pré-fixado de poços. Na prática, o que se pretende é encontrar uma harmonia, dentre os fatores citados acima, para reduzir ao máximo a interferência direta das propriedades dos fluidos em escoamento e da rocha porosa sobre o reservatório.

## 2.6 Mapeamento de permeabilidade

As técnicas de mapeamento de reservatórios são variadas, em geral baseadas na perfilagem (do inglês *logging*), indo desde o uso da acústica (*acoustic logging*) até a perfilagem eletromagnética (*electromagnetical logging*), passando pela nuclear (*nuclear logging*). Os instrumentos usados para tal operação são as sondas que enviam sinais a partir do local até um ponto de coleta deste sinal, desta maneira têm-se os perfis ao longo da rede dos poços (Bradley 1992). As leituras destes métodos são feitas a partir do poço já perfurado. A técnica mais antiga é a perfilagem elétrica, e a mais recente é a acústica.

Existem muitas patentes a respeito deste tipo de leitura elétrica, o que a torna bastante atraente, tornando-a mais empregada pela industria.

O perfil resultante da técnica dirá qual correlação é a mais adequada para o campo, junto com as amostras, visando uma economia de tempo e demandando menos custos de operação, além de gerar resultados bastantes confiáveis. Outra técnica bem mais avançada e que vem sendo utilizada pelas empresas de petróleo é o CMR (*Combinable Magnetic Resonance*), ou mais comumente chamado de NMR (*Nuclear Magnetic Ressonance*), que é uma técnica baseada na ressonância magnética nuclear em nível de poço que mede as propriedades da rocha, tais como porosidade, permeabilidade e a viscosidade do fluido aprisionado, sendo mais indicado para a medição de porosidade de um reservatório



petrolífero, devido à sua independência de medição com o material constituinte do meio poroso.

Em todas estas técnicas de medição, os dados são fornecidos sob a forma de perfis, daí o nome de perfilagem, dado a elas durante a medição de reservatórios. Os perfis são confrontados com os dados das amostras de testemunhos, em laboratório, para análise de viabilidade econômica, estratégias de produção e prospecção (a nível administrativo) e de esquemas de produção do reservatório ou arranjo de poços (em nível de campo).

Com base nestes dados, pode-se ter uma idéia mais precisa das heterogeneidades do campo a ser explorado onde, por exemplo, pode-se estudar as conseqüências da injeção de águas salinas nos poros do reservatório e o seu efeito de deposição de sais insolúveis, ao injetar água salgada, conforme ilustra a Figura 2.6.

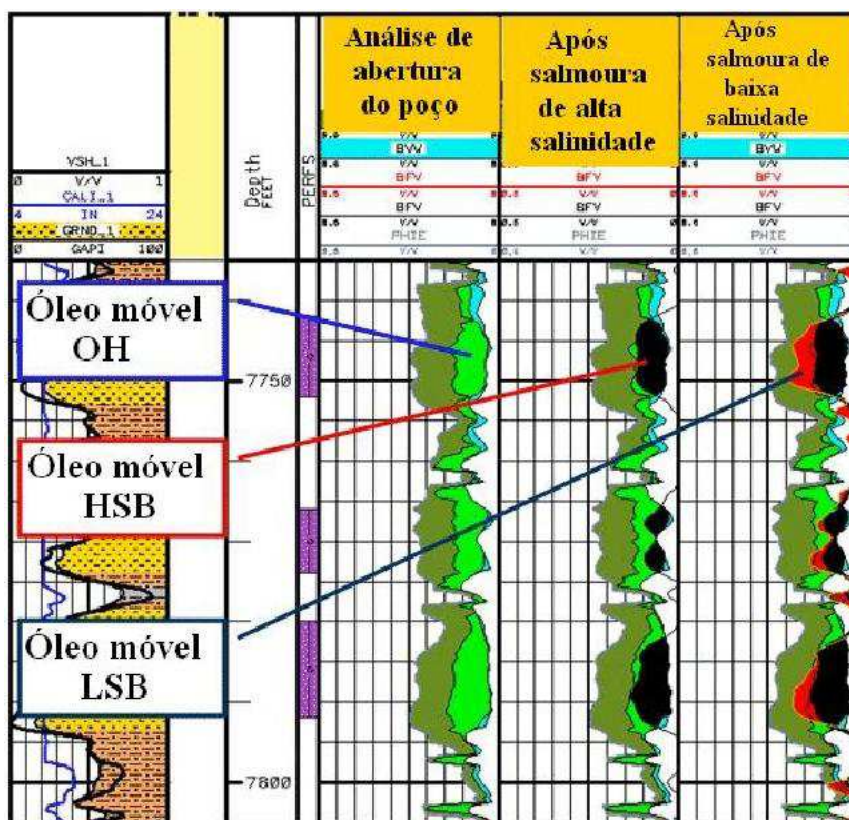


Figura 2.6 – Resultados de estudo de salinidade de água de injeção por CMR. Fonte: DTI Oil & Gás (2008), disponível no site: <http://ior.senergyltd.com/issue12/articles/BP/>, acesso em:

04/04/08.

## 2.7 Relações de permeabilidade/porosidade

Existem muitos modelos que relacionam as propriedades do meio poroso com o objetivo de minimizar as incertezas associadas à determinação das grandezas que regem o escoamento no reservatório, uma vez que é praticamente impossível determinar, a partir de amostragem de testemunhos, o campo total de propriedades de um reservatório. Dessa forma, os resultados de laboratório passam por uma análise estatística e de regressões para se saber qual a melhor relação entre as propriedades, através das curvas em função de um número finito de dados.

As curvas de permeabilidade relativa estão entre as mais importantes propriedades macroscópicas para descrever o escoamento multifásico em um reservatório petrolífero (Ambrus *et al.*, 2004). Os modelos de parâmetros de reservatórios petrolíferos, sobretudo os de permeabilidade, são em sua maioria baseados em amostras de testemunhos extraídos em campo, a partir da retirada de vários testemunhos, uma vez que cada operação de extração de amostras é bastante onerosa e requer muito tempo.

Barry *et al.* (2007) estudaram o escoamento em meio poroso levemente compressível, sugerindo que as propriedades da rocha e dos fluidos (líquido e gás) fossem funções exponenciais da pressão, ajustando-se adequadamente às simulações e resultados experimentais do seu trabalho.

Starov e Zhdanov (2001) usaram o método diferencial para analisar e sugerir equações para a estimativa da viscosidade e permeabilidade efetivas em função apenas da porosidade, nos casos bi e tridimensional, onde para meios muito porosos ( $\phi \rightarrow 1$ ) sugeriu a seguinte equação de permeabilidade:

$$K(\phi) = \frac{5}{9} \left[ \frac{(\phi)^{5/2}}{1 - (\phi)^{5/2}} \right] \quad (2.1)$$

onde  $\phi$  corresponde à porosidade do reservatório.

Li e Horne (2001) realizaram diferentes simulações com vários modelos de permeabilidade relativa das fases molhante e não-molhante para drenagem e embebição, de



vapor de água, deslocando óleo de amostras, constatando que os modelos apresentam boa concordância em especial com o modelo de Purcell, dado pela equação:

$$K_{rw} = \int_0^{S_w} \frac{dS_w}{(P_c)^2} \bigg/ \int_0^1 \frac{dS_w}{(P_c)^2} \quad (2.2)$$

onde  $K_{rw}$  representa a permeabilidade relativa,  $S_w$  a saturação de água e  $P_c$  a pressão capilar.

Bradley (1992) apresentou vários modelos de porosidade, baseados em dados de perfilamento elétrico (*Electric Logging*), obtendo um número adimensional, chamado fator de resistividade elétrica do meio poroso,  $F_R$ . Estes modelos seguem uma relação de parâmetros elétricos para a obtenção de propriedades físicas onde uma delas, a equação de Wyllie, é definida matematicamente por:

$$F_R = \tau \frac{1}{\phi} \quad (2.3)$$

Onde  $\tau$  corresponde à tortuosidade de Kozeny, definida como sendo a razão entre o comprimento real da amostra percorrida pelo fluido ( $L_a$ ) e o comprimento da amostra ( $L$ )

elevado ao quadrado, ou seja:  $\tau = \left(\frac{L_a}{L}\right)^2$ .

Com a utilização desta equação é possível determinar-se a porosidade da amostra representativa do reservatório, calculada pela relação matemática:

$$K = \frac{\phi}{F_s A_s^2 \tau} \quad (1.4)$$

Onde  $K$  é a permeabilidade absoluta do meio poroso [ $\text{cm}^2$ ];  $\phi$  é a porosidade;  $F_s$  é o fator de forma;  $A_s \left( = \frac{2}{r_c} \right)$  é a área da superfície interna da amostra [ $\text{cm}^{-1}$ ] e  $r_c$  é o raio do capilar [ $\text{cm}$ ].

Vale salientar que existem muitas formas de expressar a relação de  $F_R$  (Bradley, 1992). Dessa forma, a relação a ser empregada vai depender do tipo de material constituinte do reservatório.

Para a permeabilidade absoluta, existem muitas correlações, boa parte baseadas em métodos de ajustes de curvas experimentais de amostras de testemunhos.

Alguns modelos mais simples levam em consideração a saturação de água conata (ou irreduzível) do reservatório para seus cálculos, como por exemplo, as correlações de Morris–Biggs e de Timur, descritas na Tabela 2.4 (Ahmed, 2001), onde  $K_{ABS}$  é a permeabilidade absoluta do meio poroso [*Darcy*];  $S_{AC}$  é a saturação de água conata do reservatório e  $\phi$  é a porosidade do meio.

Tabela 2.4 – Funções de permeabilidade absoluta para reservatórios de óleo.

Morris–Biggs	Timur
$K_{ABS} = 62,5 \left( \frac{\phi^3}{S_{AC}} \right)^2$	$K_{ABS} = 8,58102 \frac{\phi^{4,4}}{S_{AC}^2}$

Fonte: Ahmed (2001).

O comportamento preliminar destas correlações mostra que elas crescem rapidamente para porosidades acima de 10%, devido ao expoente das funções como observado nas Figuras 2.7a e 2.7b. A permeabilidade neste valor de porosidade apresenta uma grande discrepância entre as duas correlações, onde Timur mostra um valor de 0,85 *Darcy* e Morris–Biggs 9,77 *Darcy*, indicando que elas servem para reservatórios de baixa porosidade.

Além disso, a inclinação das concavidades dependerá fortemente da saturação de água conata, onde, quanto menor seu valor, mais acentuada será a inclinação da curva.

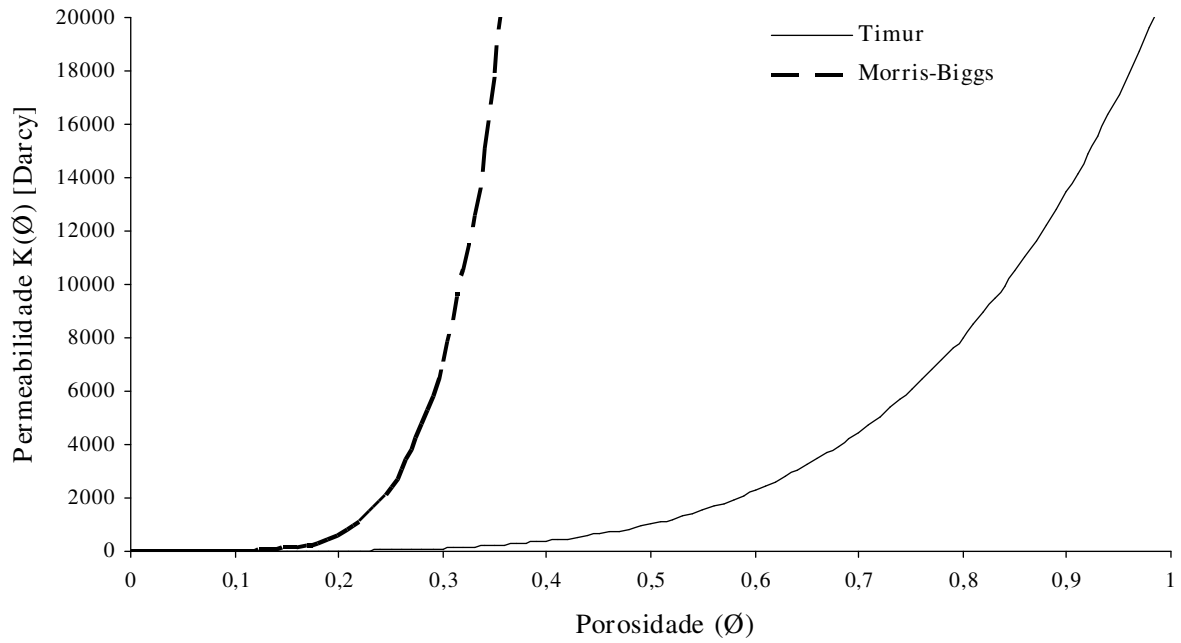


Figura 2.7a – Comportamento das funções de permeabilidade absoluta para reservatório com 2% de saturação de água conata.

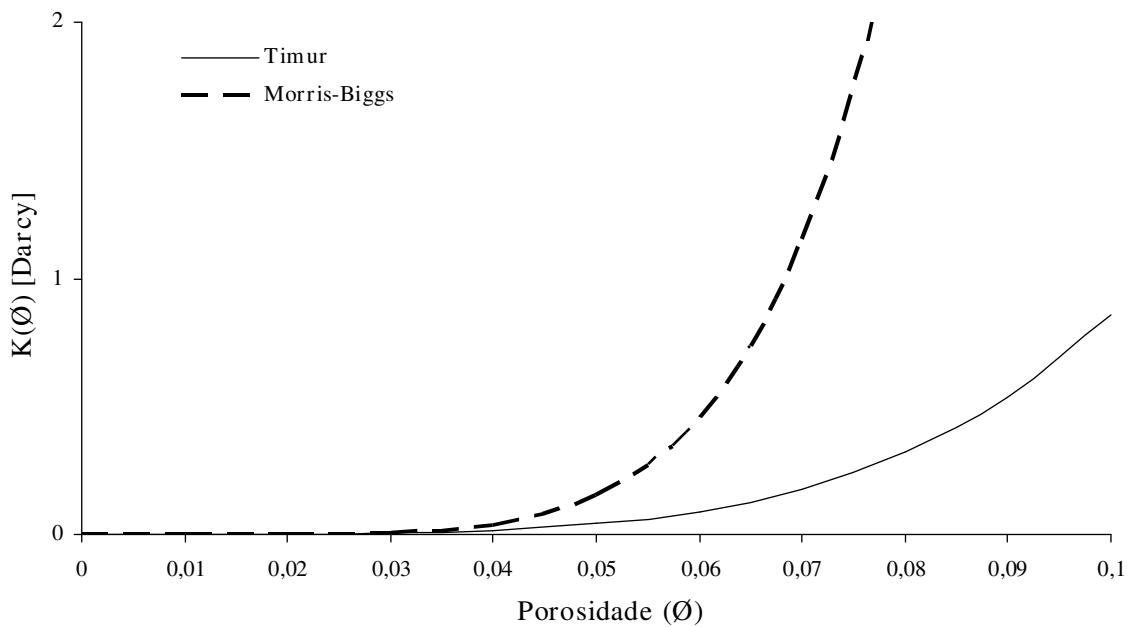


Figura 2.7b – Detalhe para porosidade próxima de zero das funções de permeabilidade absoluta para reservatório com 2% de saturação de água conata.

## 2.8 Simulação Numérica

A complexidade do problema para a grande maioria das aplicações práticas, sobretudo no escoamento em reservatórios petrolíferos, impossibilita a obtenção de modelos analíticos e as soluções numéricas aparecem como as únicas alternativas (Schiozer, 1997), ou seja, os

métodos numéricos possuem a vantagem óbvia sobre modelos analíticos, pois eles são universais, permitindo que simulações de reservatórios sejam realizadas em 2 e 3 dimensões com heterogeneidades de qualquer tipo (Bedrikovetski, 1993).

A simulação numérica de escoamento em reservatórios de produção de petróleo já provou ser uma ferramenta de extrema importância na avaliação, projeto e desenvolvimento de áreas existentes e recém-descobertas. Utilizando modelos computacionais é possível otimizar o processo de produção e prever o comportamento do reservatório. Geralmente, esta tarefa é dificultada pelo tamanho do reservatório, pelo número de poços, pela complexidade, qualidade e quantidade dos dados e pela precisão que garanta a confiabilidade da simulação (Risso *et al.*, 2002). Portanto, a simulação numérica passou a ser uma das ferramentas mais empregadas na engenharia de petróleo com o intuito de estimar propriedades e prever o comportamento de um reservatório petrolífero, sem custos adicionais elevados. O uso de um simulador numérico permite a obtenção de informações sobre a performance de um campo ou reservatório sob diversos esquemas de produção, de maneira a se determinar as condições ótimas de produção, bem como analisar o comportamento do reservatório sob diferentes tipos de fatores, tais como fluidos de injeção, vazões de produção e injeção e localização dos poços (Rosa *et al.*, 2001).

Dessa forma, para aumentar a produção e reduzir riscos de falhas, a indústria petrolífera aumentou os esforços no uso da simulação computadorizada a fim de prever o comportamento da produção de petróleo do reservatório. Para isso, a resolução acurada e eficaz das equações do movimento de fluidos torna-se um fator crucial. Gharbi (2004) estudou as melhores estratégias de recuperação com base em dados de campo e observou em suas simulações que a técnica de configuração de gás injetado na base e água injetada no topo do reservatório era melhor do que a técnica de injeção alternada de gás e água ou WAG (*Water-Alternate-Gas flooding*,) ao considerar todo o campo de produção na simulação.

Por outro lado, quando um poço de petróleo é perfurado, apenas uma pequena quantidade do óleo disponível é retirada na prática. Por isso é importante o desenvolvimento de modelos matemáticos que auxiliem no desenvolvimento de técnicas que aumentem o seu fator de recuperação (Araújo, 2002). Segundo Gerritsen (2005), o campo de simulação de escoamento em reservatórios de petróleo apresentou um grande desenvolvimento nas últimas décadas. Isto foi atingido em parte pelo aumento da capacidade dos computadores, permitindo

a aplicação de modelos mais sofisticados e detalhados, bem como os investimentos da indústria petrolífera.

Contudo, apesar da importância, por causa do caráter do escoamento multifásico e das condições de transporte dos reservatórios, envolvendo grandes sistemas de EDP's não-lineares (acopladas e dependentes do tempo), os métodos numéricos ainda apresentam diferenças nos resultados, em grande parte devido ao acoplamento pressão / velocidade de escoamento. A comparação na simulação de óleo cru, tanto insaturado como saturado, em malha não-estruturada entre os métodos a) totalmente implícito (mais estável e robusto, porém com alto custo computacional), b) o seqüencial (com um custo computacional menor, mas com problemas de convergência para reservatórios saturados) e c) IMPES (implícito na pressão e explícito na saturação, não sendo adequado para óleo cru), mostrou que a solução seqüencial possui valores práticos em escala de campo para reservatórios, dependendo do tipo de injeção de gás livre: se não há injeção o método é convergente, caso contrário, os valores diferem dos do totalmente implícito devido às pressões e da razão gás/óleo (GOR – *Gas Oil Ratio*), porém ainda mantém-se convergente (Li *et al.*, 2004).

Pires *et al.* (2006), analisando os métodos de recuperação, por meio de transformação de coordenadas e mudança de variáveis independentes, aplicando a técnica de decomposição de operadores, conseguiu diminuir a ordem do sistema de equações acopladas em um, para escoamentos bifásicos com injeção de água e diminuiu em dois para o caso de escoamento com injeção de gás/solvente. Em ambos os casos, foram gerados dois sistemas: um auxiliar contendo as variáveis termodinâmicas e o principal, contendo as funções hidrodinâmicas e de equilíbrio termodinâmico, cujos resultados foram positivos para esta diminuição de ordem do sistema de equações, porém requerendo um empenho maior por parte do modelista.

## CAPÍTULO 3

### MODELAGEM MATEMÁTICA

Para se estudar o processo de recuperação de óleo de um reservatório petrolífero optou-se por utilizar a injeção de água em poços injetores visando manter o gradiente de pressão no reservatório e deslocar o óleo contido no meio poroso em direção aos poços produtores. Dentre as diferentes possibilidades de arranjo de malhas de produção, optou-se pelo arranjo de cinco pontos ou *five-spot*, por ser um dos mais difundidos na indústria de petróleo cuja estrutura-base é formada por 4 poços injetores e 1 poço de produção. Os poços injetores estão localizados nos vértices do quadrado e o poço de produção está no centro do mesmo (Cunha *et al.*, 1999; Ahmed, 2001; Rosa *et al.*, 2001; Barbosa, 2006) conforme ilustrado na Figura 3.1. Por hipótese simplificadora, considera-se que o comportamento do escoamento é o mesmo em todos os quadrantes (Cunha *et al.*, 1999; Barbosa, 2006), pois desta maneira é possível agrupar os poços em uma região de simetria. As simulações foram realizadas em apenas um quadrante, contendo um poço produtor em um vértice e um poço injetor no outro, como está ilustrado na Figura 3.1b. Esta figura ilustra o esquema de malhas no qual foram feitas as seguintes considerações:

- a) O reservatório está inicialmente saturado em óleo;
- b) As condições dos poços de injeção nos vértices são iguais;
- c) As distribuições de porosidade e permeabilidade em cada um dos quadrantes são iguais.

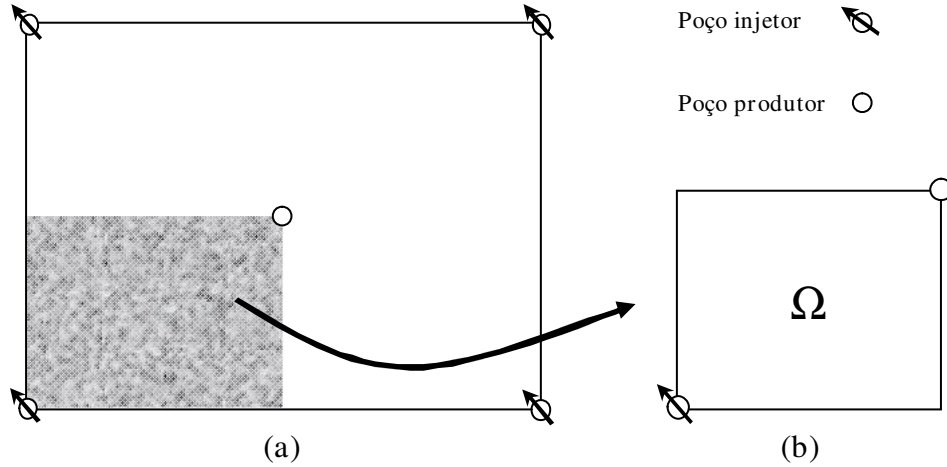


Figura 3.1 – Representação do arranjo de poços *five-spot* (a) e domínio físico de estudo (b).

O presente trabalho é baseado no modelo utilizado por Barbosa (2006), no qual foi estudado o comportamento da frente de avanço de água em um reservatório petrolífero heterogêneo a partir de modificações no modelo de Wendland *et al.* (2001), o qual separava a equação de advecção e difusão em uma parte hiperbólica e outra parte parabólica. Neste caso, o modelo matemático é descrito pelo sistema de equações diferenciais parciais (EDP's) da saturação da água e da pressão no reservatório petrolífero, como se segue:

a) Equação de saturação de água:

$$\frac{\partial(\phi \overset{\cdot}{s}_w)}{\partial t} + \nabla \cdot \mathbf{U}_w^r = 0 \quad (3.1)$$

b) Equação da pressão,

$$\phi c_t \frac{\partial \overset{\cdot}{P}}{\partial t} - \nabla \cdot (K \lambda \nabla \overset{\cdot}{P}) = 0 \quad (3.2)$$

onde  $\overset{\cdot}{s}_w$  representa o vetor saturação de água,  $\phi$  a porosidade,  $\mathbf{U}_w^r$  o vetor velocidade da água no interior do reservatório,  $\overset{\cdot}{P}$  a pressão,  $c_t$  é a compressibilidade total do reservatório;  $K$  é a permeabilidade absoluta da rocha;  $\lambda$  é a mobilidade total e  $t$  representa o tempo.

A Equação (3.1) representa o balanço de massa da fase água, onde o primeiro termo representa o acúmulo de água nos poros do reservatório durante o processo de injeção,

enquanto que o segundo termo ( $\nabla \bullet \vec{U}_w$ ) leva em consideração a percolação da água dentro do reservatório petrolífero. Já na Equação (3.2) tem-se o efeito da pressão sobre o escoamento total dos fluidos dentro do reservatório.

A velocidade da água dentro do reservatório é calculada pela equação:

$$\vec{U}_w = f_w \vec{U} - h_w \nabla s_w + \lambda_o f_w (\rho_w - \rho_o) \vec{g} \nabla z \quad (3.3)$$

Esta equação apresenta a velocidade da água como sendo uma contribuição de três parcelas: a primeira referente à velocidade total, determinada como uma função de fluxo fracionário,  $f_w$ ; A segunda corresponde à resistência oferecida pelas forças capilares à passagem da água, caracterizado pela dependência da pressão capilar com a saturação do fluido na rocha e, por fim, a terceira parcela representando a contribuição da força de campo gravitacional sobre o escoamento da água.

O fluxo fracionário da fase água é calculado usando a seguinte equação:

$$f_w = \frac{\lambda_w}{\lambda} \quad (3.4)$$

A contribuição referente ao efeito da capilaridade sobre o escoamento é determinada pela equação 3.5.

$$h_w = - \frac{\lambda_w \lambda_o}{\lambda} \frac{dP_c}{ds_w} \quad (3.5)$$

As considerações acerca das Equações (3.2) a (3.5) utilizadas na resolução do sistema de equações aproximadas foram:

- a) Desprezar o efeito de capilaridade sobre o escoamento, eliminando o termo  $h_w$ , ou seja

$$\frac{dP_c}{ds_w} = 0;$$

- b) A compressibilidade da rocha,  $c_t$ , é insignificante, podendo ser desprezada e,



- c) Assumiu-se que a parcela referente ao campo gravitacional é desprezível, em virtude de se estar estudando no presente trabalho o avanço de água e deslocamento de óleo na horizontal, portanto,  $\nabla_z = 0$ .

Logo a Equação 3.2 reduz-se a:

$$\nabla \cdot (K \lambda \nabla \overset{\circ}{P}) = 0 \quad (3.6)$$

Baseado nestas considerações, a equação da velocidade total, em termos da Lei de Darcy, que irá acoplar o sistema, reduz-se a:

$$\overset{\circ}{U} = K (-\lambda \nabla \overset{\circ}{P}) \quad (3.7)$$

onde os termos  $\overset{\circ}{P}$ ,  $\lambda$  e  $K$  são, respectivamente a pressão média vetorial no reservatório, mobilidade total e permeabilidade absoluta da rocha.

As mobilidades relativas de cada fase “*i*” são definidas como sendo uma relação entre a sua facilidade em escoar nos poros (contabilizada pela permeabilidade relativa à cada fase) e a resistência durante sua passagem (viscosidade), representadas matematicamente por:  $\lambda_i = K_{ri} / \mu_i$ , com  $i = W; O$ . A mobilidade total é obtida somando as mobilidades relativas de cada fase, no caso bifásico água/óleo, de tal maneira que:  $\lambda = \lambda_w + \lambda_o$ . Desta forma, quanto maior o valor de mobilidade, mais facilmente o fluido escoará pelos poros da rocha-reservatório.

Para completar a modelagem, utilizou-se uma equação de restrição volumétrica, definida pelas saturações dos fluidos no reservatório, levando à conclusão de que todo o volume poroso está ocupado por um ou mais fluidos (Lee *et al.*, 2002; Braghirolli, 2006; Barbosa, 2006). Esta restrição está baseada na saturação dos fluidos dentro da rocha, dada pela relação:

$$s_w + s_o = 1 \quad (3.8)$$

Com base nestas considerações foram adotadas as seguintes condições de contorno sobre as fronteiras do domínio de estudo de 100m x 100m e poços injetores e produtores com diâmetros de 20cm:

a) No poço injetor:

As saturações e velocidades no poço são prescritas, portanto:

$$s_w = 1 \text{ e } s_o = 0 \text{ e } V_{inj} = 3,2 \times 10^{-6} \text{ m/s ou } 0,28 \text{ m/dia, } \forall t \quad (3.9)$$

b) No poço produtor:

A condição de saturação de água segue a relação:

$$s_w = -K.K_{rw} \cdot \nabla \left( \frac{1}{P} \right), \forall t \quad (3.10)$$

Além disso, a velocidade de produção de óleo é prescrita, tomando o valor  $V_{prod} = 3,2 \times 10^{-6} \text{ m/s e,}$

c) Plano de simetria:

Nas faces do domínio de estudo, têm-se as seguintes condições de simetria:

$$\left( \frac{\partial P}{\partial x} \right)_N = \left( \frac{\partial P}{\partial y} \right)_N = 0, \forall t \quad (3.11)$$

$$\left( \frac{\partial s}{\partial x} \right)_N = \left( \frac{\partial s}{\partial y} \right)_N = 0, \forall t \quad (3.12)$$

As condições iniciais ( $t = 0$ ) adotadas foram as seguintes:

a) O campo de pressão inicial sobre o domínio  $\Omega$  foi considerado uniforme e prescrito, ou seja:

$$\dot{P} = \dot{P}_{ref} = 17 \text{ MPa}, \forall t \quad (3.13)$$

onde  $\dot{P}_{ref}$ , é uma pressão de referência.

b) Os fluidos estão inicialmente em repouso:

$$\dot{U}(t=0) = 0, \forall (x, y) \quad (3.14)$$

c) A distribuição inicial dos fluidos foi dada por:

$$s_w = 0; s_o = 1, \forall (x, y) \quad (3.15)$$

Para a análise da produção de óleo, os volumes de óleo residual,  $V_r$ , e produzido,  $V_p$ , foram calculados segundo um balanço volumétrico em cada célula, considerando uma altura unitária  $h$ , dado pelas equações:

$$V_r = h \sum_{i=1}^n A_i \phi_i (1 - s_{wi}) \quad (3.16)$$

$$V_p = (V_{inicial} - V_r) \quad (3.17)$$

Onde o volume inicial ( $V_{inicial}$ ) é obtido segundo a relação  $V_{inicial} = \phi h A_t$ .

Os termos  $s_{wi}$ ,  $A_i$  e  $\phi_i$  são a saturação de água, a área e a porosidade de cada elemento  $i$  e  $A_t$  e  $\phi$  são, respectivamente, a área total e porosidade do reservatório.

Para o caso dos poços, foram realizados refinamentos da malha não-estruturada nas regiões próximas a eles, a fim de minimizar os efeitos de tamanho e de forma sobre o domínio  $\Omega$  do reservatório.

A representação dos poços foi feita usando um elemento para cada poço, como mostra a área verde em destaque da Figura 3.2.

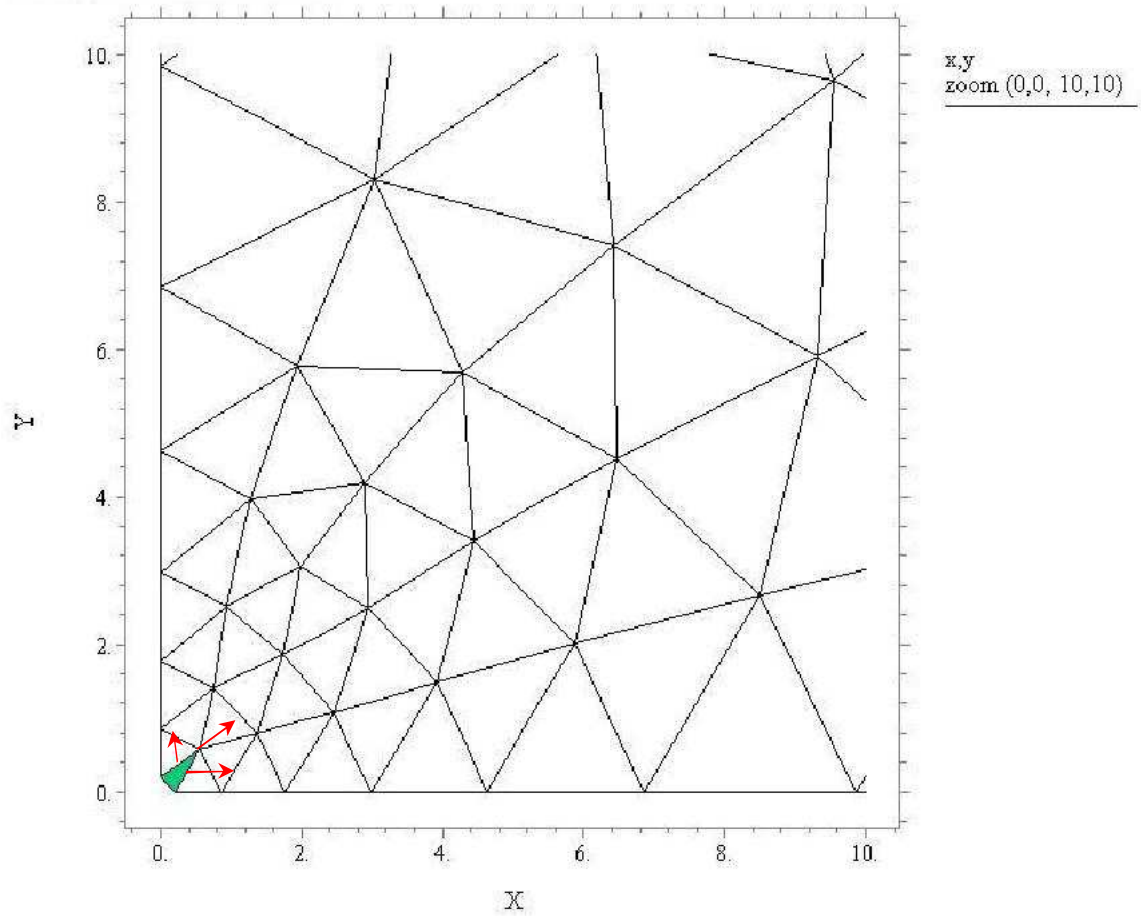


Figura 3.2 – Direção do fluxo de fluidos próximos aos poços.

Os fluxos dos fluidos (água e óleo) se distribuem através dos elementos vizinhos e vão se propagando, de acordo com a direção das setas na Figura 3.2.

## CAPÍTULO 4

### RESULTADOS E DISCUSSÕES

A geometria bidimensional do reservatório de 100m de extensão e com poços de injeção e de produção com diâmetro de 0,20m foi gerada no *FlexPDE 5* (versão estudante) resultando em malhas com aproximadamente 400 elementos e 800 nós, conforme pode ser observado nas Figuras 4.1 e 4.2. O *FlexPDE* é uma ferramenta numérica que oferece um ambiente de solução integrada que inclui a linguagem para a descrição do problema (criação da geometria), a modelagem numérica e o pós-processamento.

Neste trabalho foram avaliados diferentes casos onde foram alterados a distribuição de permeabilidade no reservatório petrolífero e a viscosidade do óleo, como ilustrado na Tabela 4.1. Foi considerado o valor de  $1 \times 10^{-3} \text{ Pa.s}$  ( $1 \text{ cP}$ ) para a viscosidade da água e 0,206 (20,6%) para a porosidade da rocha, (Tavares *et al.*, 2008).

Na Figura 4.1 está representada a malha utilizada para avaliar os casos 1 a 4 da Tabela 4.1. Estas malhas foram utilizadas para representar o domínio físico referente ao reservatório petrolífero e para obtenção dos resultados numéricos oriundos dos casos hipotéticos com distribuição de permeabilidade constante e aleatória. Na Figura 4.2 cada um dos quadrados tem um valor de permeabilidade absoluta. É possível visualizar o agrupamento dos elementos próximos aos poços, visando a minimização dos efeitos dos gradientes de pressão e de saturação gerados pelos poços, bem como os elementos maiores localizados no centro da figura. O tamanho destes triângulos vai depender do tamanho do poço e da quantidade de elementos.

Tabela 4.1 – Casos analisados neste trabalho

Casos Estudados	Distribuição da permeabilidade	Permeabilidade, $K \times 10^{12}$ (Darcy)	Viscosidade do Óleo, $\mu_o$ (cP)
1	Uniforme	1	10
2	Uniforme	1	25
3	Uniforme	1	500
4	Uniforme	1	1000
5	Aleatória	Entre 1 e 80	10
6	Aleatória	Entre 1 e 80	25
7	Camadas	( $K = 0,1; 2; 8$ e $10$ )	25
8a	Camadas	( $K = 0,1; 2; 8$ e $10$ )	100
8b	Camadas	( $K = 0,1; 2; 8$ e $10$ )	500
8c	Camadas	( $K = 0,1; 2; 8$ e $10$ )	1000
9	Uniforme	Média harmônica do caso 5: 3,4864	10
10	Uniforme	Média harmônica do caso 6: 3,4864	25
11	Uniforme	1,5	10
12	Uniforme	1,5	25

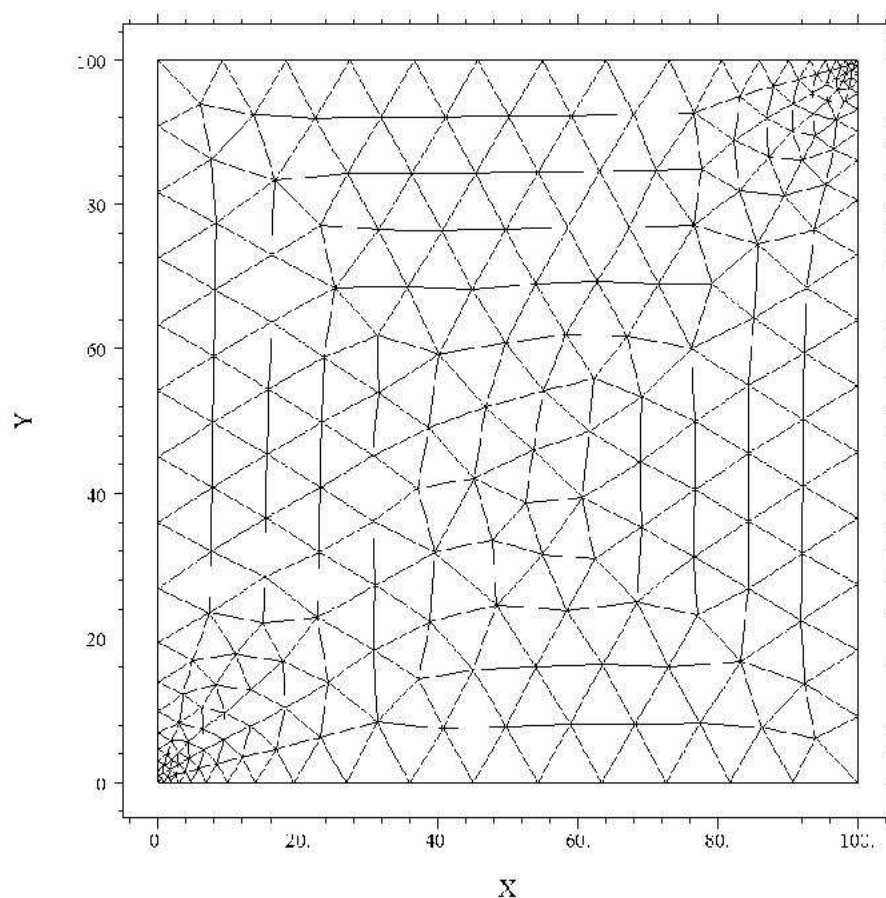


Figura 4.1 – Malha não-estruturada com distribuição de permeabilidade uniforme.

A Figura 4.2b ilustra a malha não-estruturada para o reservatório na qual a permeabilidade foi distribuída sobre os diferentes blocos (ou quadrados) de forma aleatória.

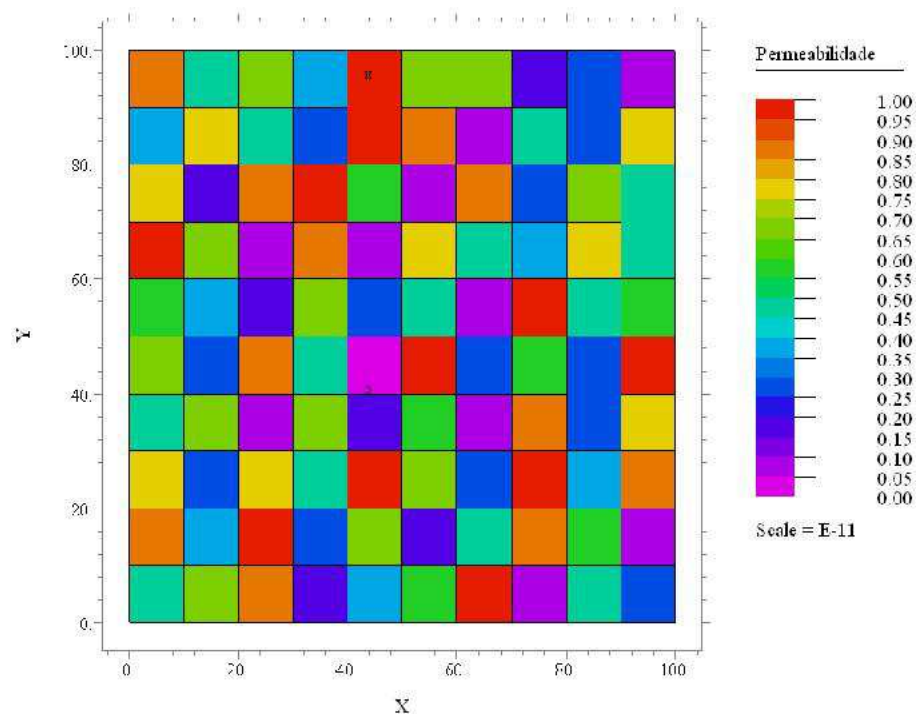


Figura 4.2a – Representação do campo de permeabilidades aleatório (Casos 5 e 6).

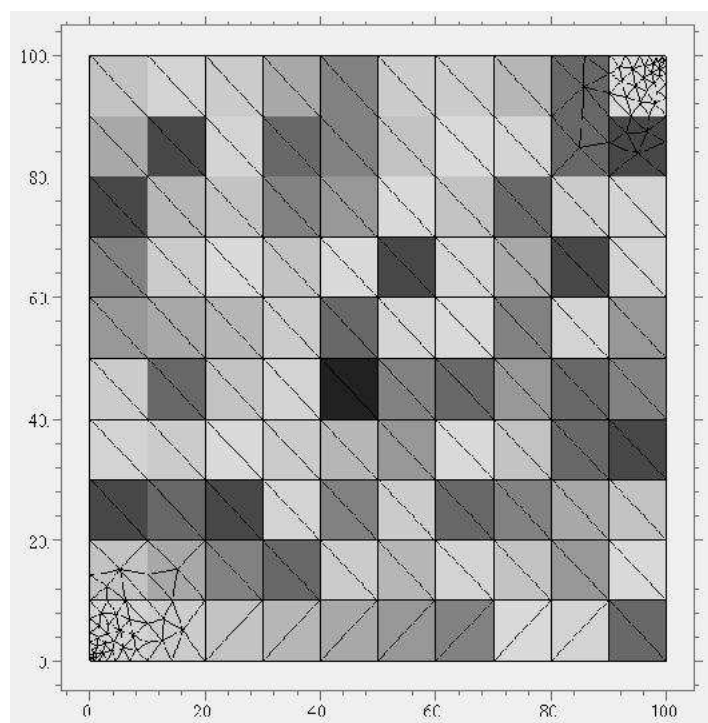


Figura 4.2b – Representação da malha não-estruturada do reservatório (Casos 5 e 6)

Na Figura 4.3 observa-se a evolução de saturação de água injetada ao longo do reservatório para diferentes tempos de injeção até aproximadamente 1000 dias, sendo a viscosidade do óleo considerada 10 vezes maior que a da água, ou seja, 10 *cP*. Verifica-se que

a água propaga-se radialmente no meio poroso a partir do poço injetor e, à medida que o campo de pressão se modifica (Figura 4.4), o campo de velocidade (Figura 4.5) varia havendo mudança na forma e na dimensão da região que está sendo invadida. O comportamento da frente de avanço de água observada na Figura 4.3 é semelhante ao encontrado na literatura (Allen III *et al.*, 1988; Bedrikovetski, 1993; Cunha, 1999; Ahmed, 2001; Rosa *et al.*, 2001; Barbosa, 2006) e ilustrado na Figura 4.6. Estes resultados mostram que à medida que a água vai sendo injetada no reservatório, haverá a invasão progressiva do meio poroso, ocupando o espaço cedido pelo óleo ao se deslocar em direção ao poço produtor. O deslocamento do óleo é traduzido, na saída do poço produtor, na quantidade de óleo produzido.

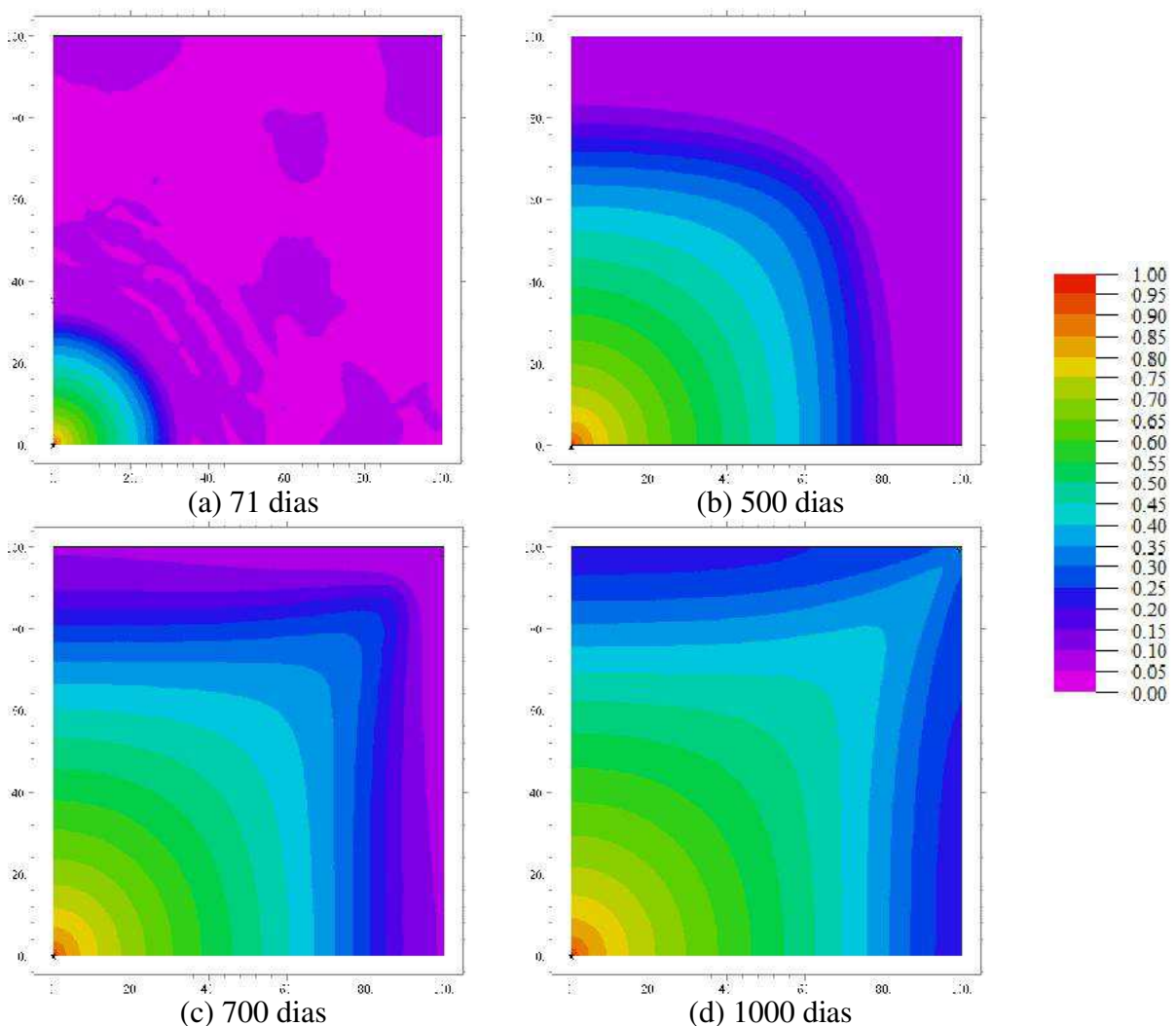


Figura 4.3 – Evolução da saturação de água durante a injeção no reservatório (Caso 1).

Na Figura 4.7 observa-se a evolução de saturação de água injetada ao longo do reservatório para diferentes tempos de processo até aproximadamente 1000 dias e uma viscosidade do óleo de 25 *cP*. A água apresenta o mesmo comportamento radial de



propagação no meio poroso em comparação com a Figura 4.3, porém a água injetada não atinge o poço produtor, em 1000 dias, indicando que, neste caso, o escoamento da água é mais difícil, devido à alta viscosidade do óleo. Neste caso, os altos valores da viscosidade do óleo são fortes indicadores de que há maior resistência ao escoamento. As mudanças na forma da região invadida são também conseqüências das modificações nos campos de velocidade, Figura 4.8, e de pressão, Figura 4.9. Observa-se claramente a predição da velocidade do escoamento e o aumento da pressão dentro do reservatório, como esperado.

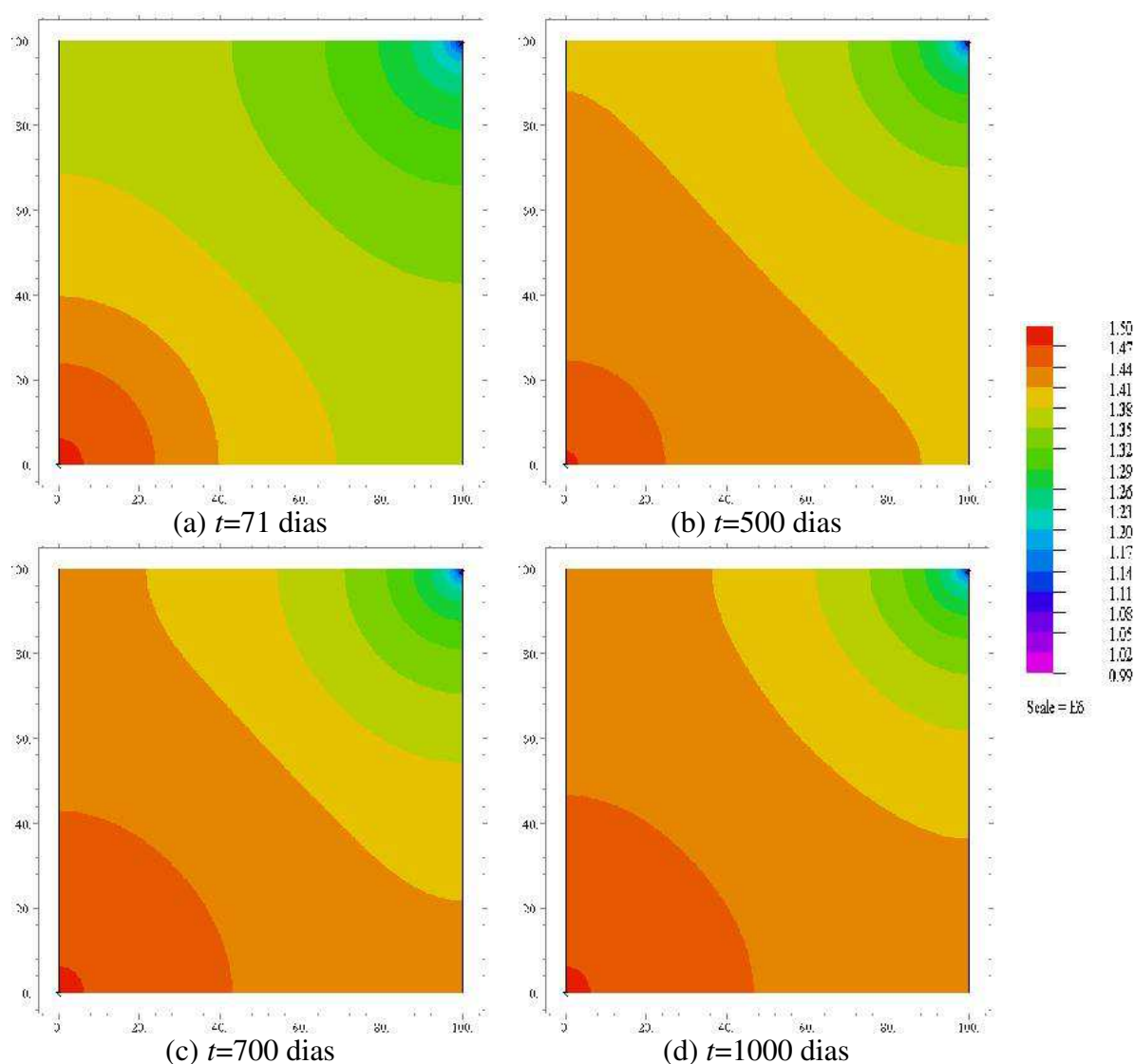


Figura 4.4 – Distribuição de pressões (em Pa) durante a injeção de água no reservatório (Caso 1).

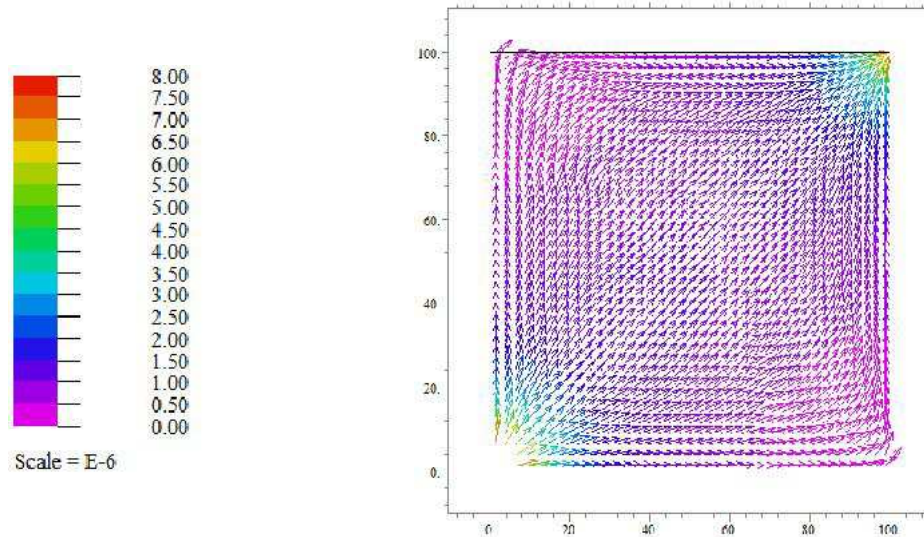


Figura 4.5 – Campo vetorial de velocidade (m/s) para o reservatório (Caso 1) em  $t=500$  dias.

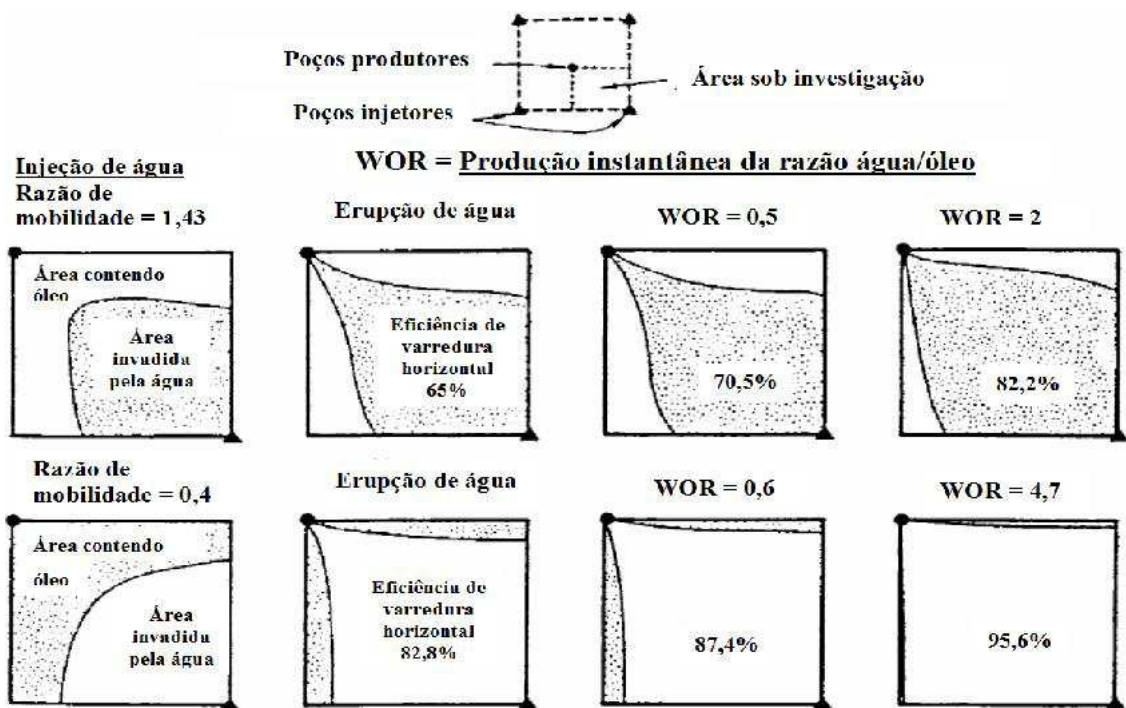


Figura 4.6 – Frente de avanço de água para uma malha de injeção de cinco pontos para duas razões de mobilidade (1,45 e 0,4) entre os poços injetor ( ) e produtor ( ). Fonte: Ahmed (2001).

Nas Figuras 4.10 (a–f) estão representadas as superfícies da frente de avanço de água no reservatório petrolífero com distribuição de permeabilidade igual a  $1 \times 10^{-12}$  Darcy em função do tempo. É possível verificar duas regiões distintas: uma nas proximidades do poço injetor e outra próxima ao poço produtor. Na primeira é observada uma distribuição radial decrescente da saturação de água em direção ao poço produtor. Enquanto que a segunda é

predominantemente nula, exceto no momento onde ocorre o fenômeno de *breakthrough*, aproximadamente em 2000 dias (Figura 4.10d).

As Figuras 4.10 (a-f) mostram um comportamento semelhante ao observado nas Figuras 4.3 e 4.7. A forma do “bico” gerado pela frente de avanço de água é consequência da diferença de viscosidade entre a água e o óleo, sendo mais pontiagudo do que aquela observada na Figura 4.3d (viscosidade de 10 *cP*). Nestas figuras, optou-se pela visualização em três dimensões, devido à baixa saturação de água interferir na visualização dos campos, sendo avaliadas sob estas condições que permite notar a elevação da saturação à medida que a água preenche parcialmente os poros.

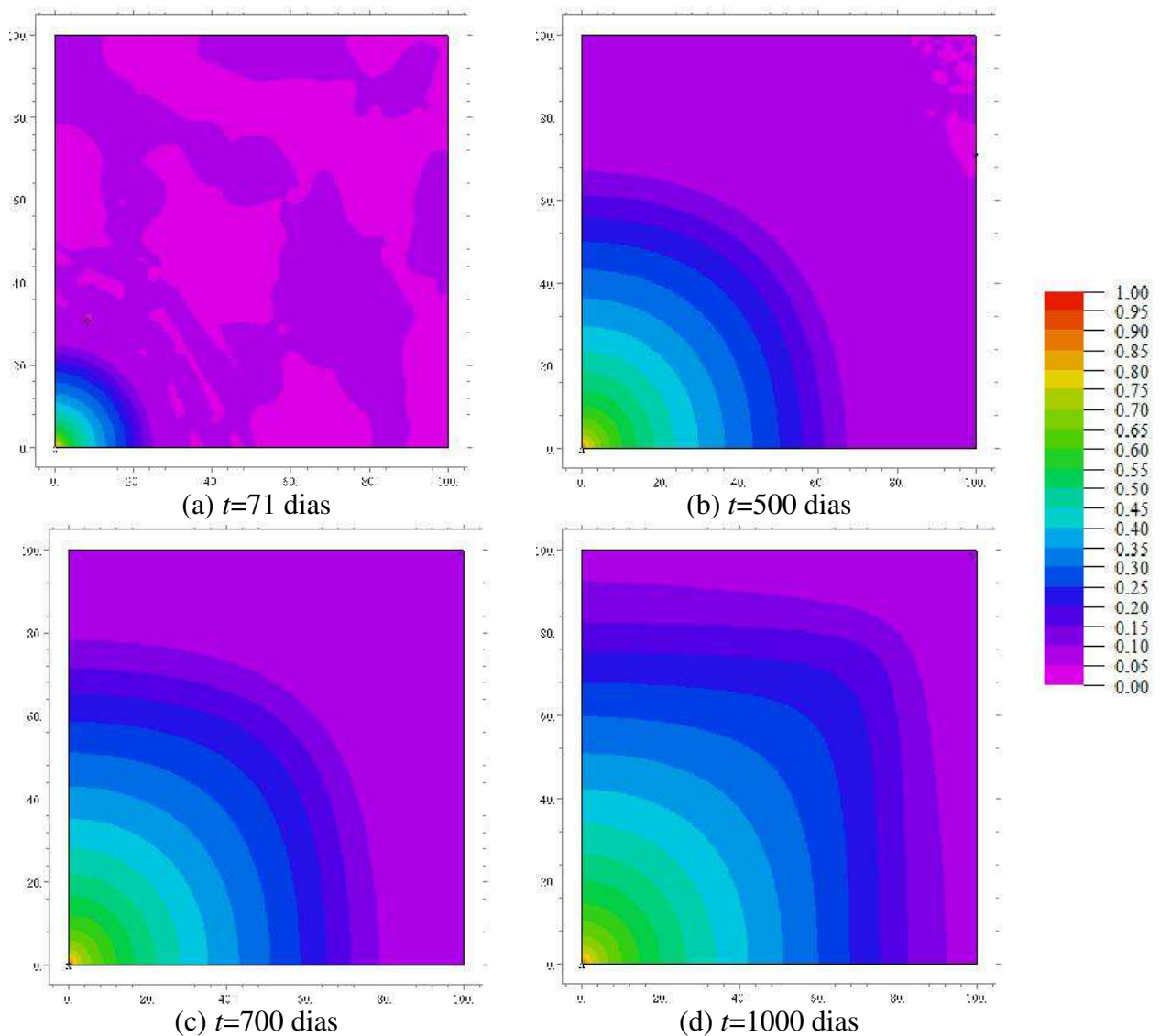


Figura 4.7 – Evolução da saturação de água durante a injeção no reservatório (Caso 2).

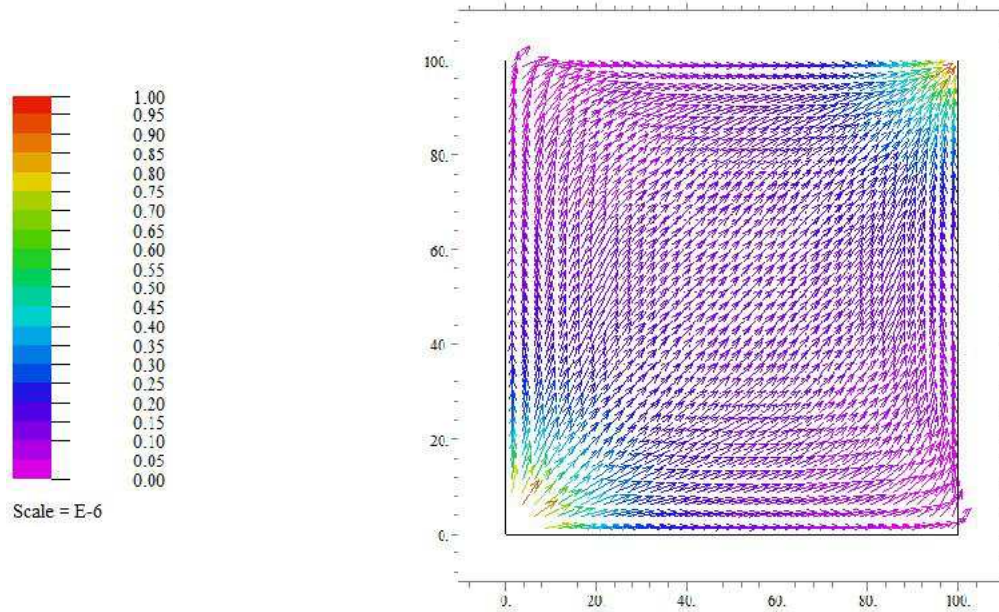


Figura 4.8 – Campo vetorial de velocidade para o reservatório (Caso 2) em  $t=500$  dias.

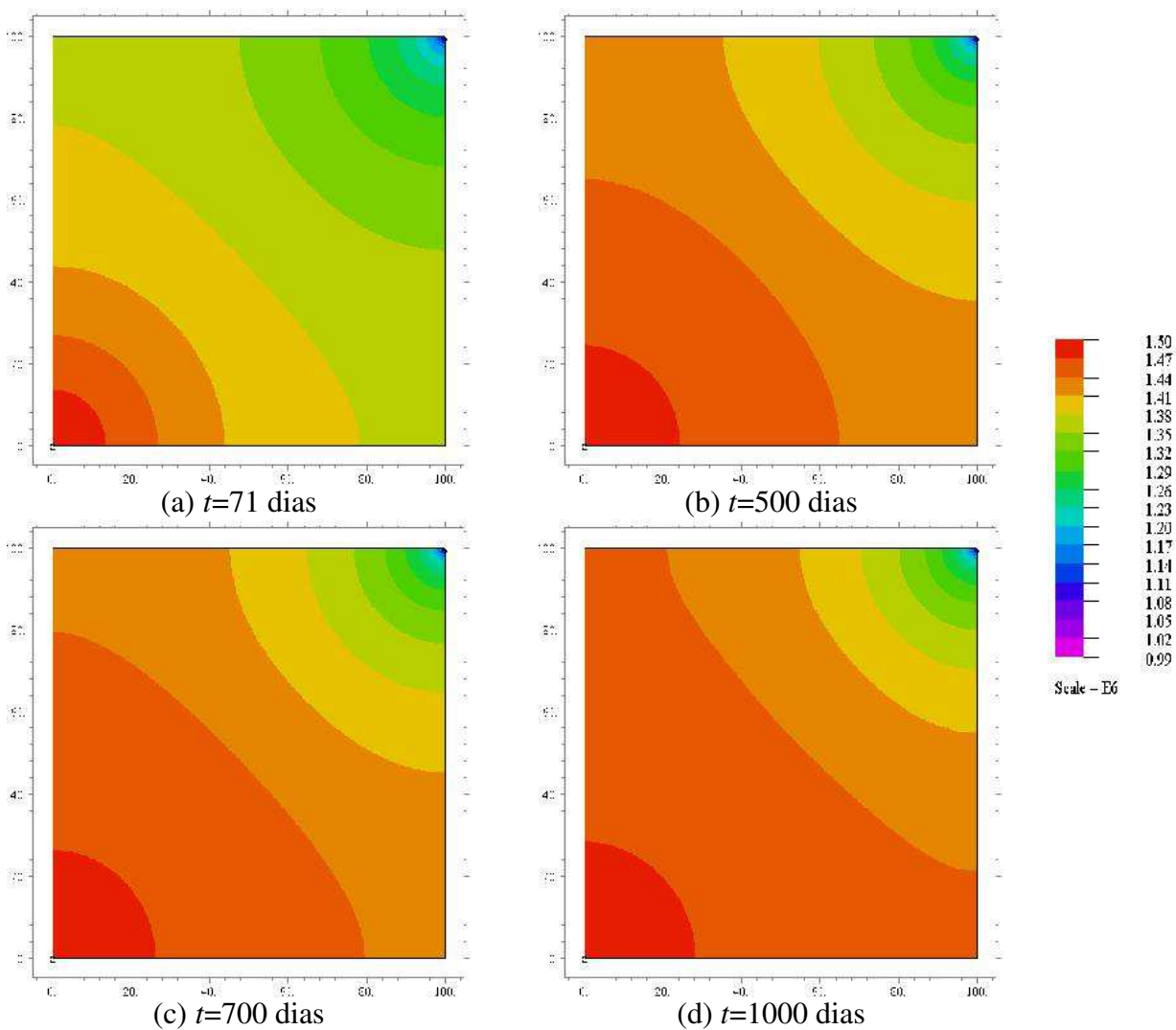
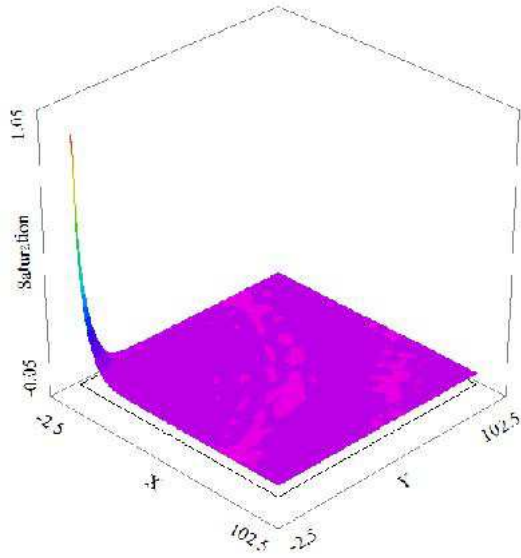
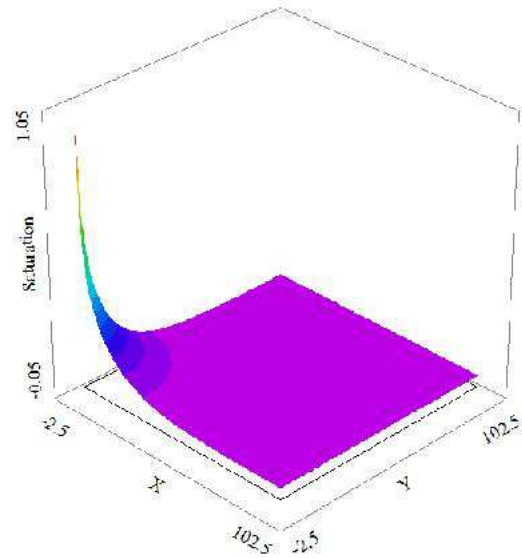


Figura 4.9 – Distribuição de pressões após injeção de água no reservatório (Caso 2).

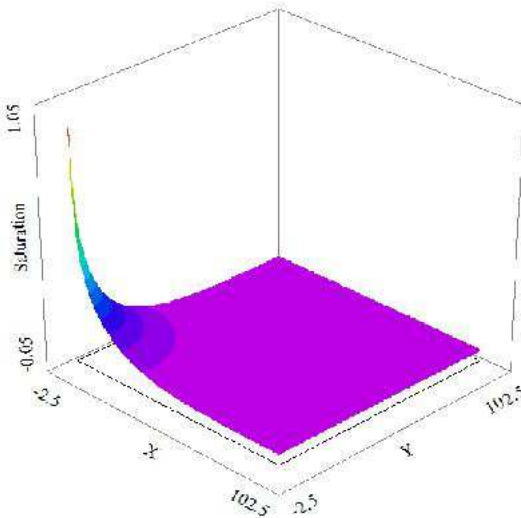




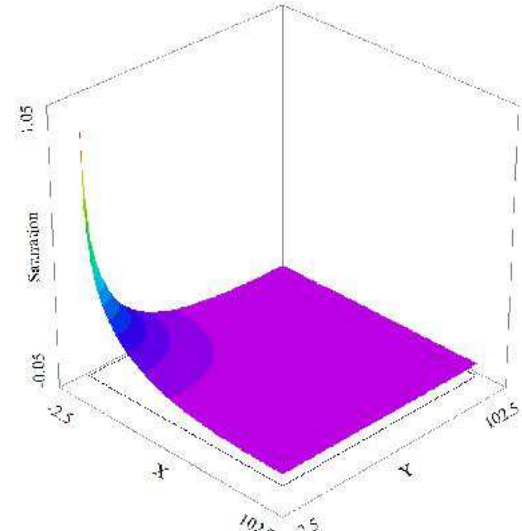
(a)  $t=100$  dias



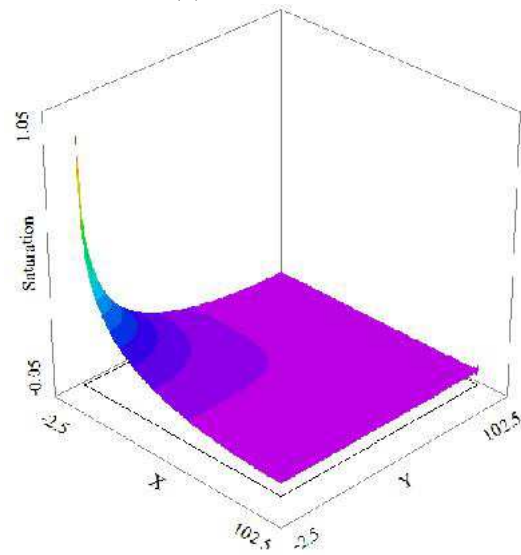
(b)  $t=1000$  dias



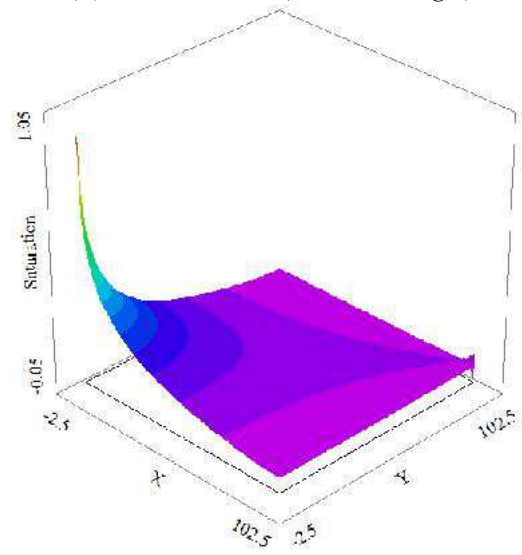
(c)  $t=1200$  dias



(d)  $t=2000$  dias (*breakthrough*)



(e)  $t=3000$  dias



(f)  $t=4600$  dias

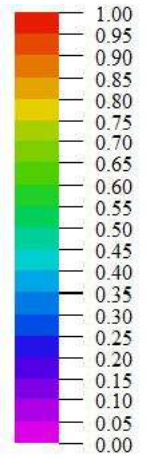


Figura 4.10 – Campo de saturação de água para reservatório homogêneo (Caso 4).

Na Figura 4.11 está representada a evolução da saturação da água em função da distância na diagonal entre os poços injetor e produtor referente ao caso 4 (Tabela 4.1). Os resultados ilustrados na Figura 4.11 mostram de uma maneira geral que a saturação de água aumenta de forma gradativa com o tempo e à medida que se distancia do poço injetor é possível observar a frente de avanço de água injetada ratificando as observações comentadas anteriormente.

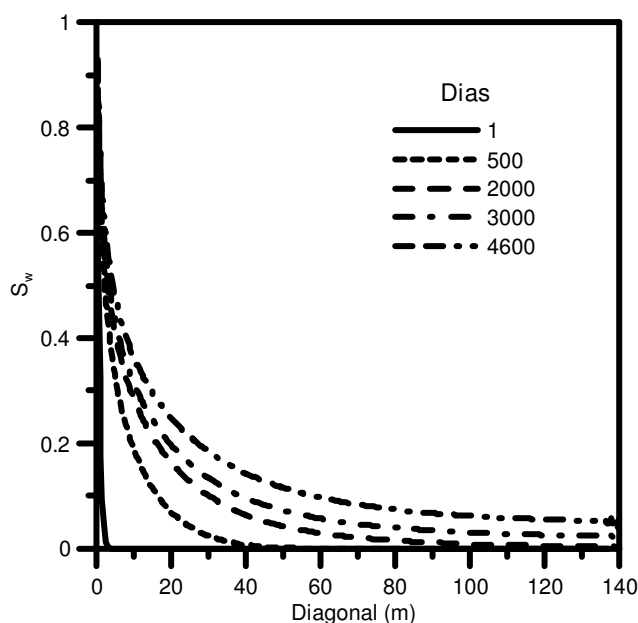


Figura 4.11 – Perfis de saturação de água para diferentes tempos de injeção ao longo da linha diagonal que une os poços para escoamento de óleo pesado ( $\mu_o = 1000 \text{ cP}$ ).

Percebe-se que no tempo de 2000 dias, o poço produtor começa a produzir água e óleo, com 0,24% de saturação de água. A partir deste momento, a concentração de água é crescente, pois o caminho preferencial já foi estabelecido. Após 300 dias da erupção de água (ou *breakthrough*), a saturação de água chega a 0,58%. Este fenômeno é melhor observado com o auxílio da Figura 4.14, na qual está representada a saturação de água no poço produtor após a erupção de água em função do tempo. Comparando o perfil resultante com o caso 3, observa-se claramente um rápido aumento da saturação de água no poço produtor.

As Figuras 4.12 a–f estão representados os campos de pressões sobre o reservatório referente ao caso 4 em diferentes dias. Os campos de pressões ilustram o fato de que a viscosidade do óleo tem uma forte influência marcante desde o início da invasão de água.

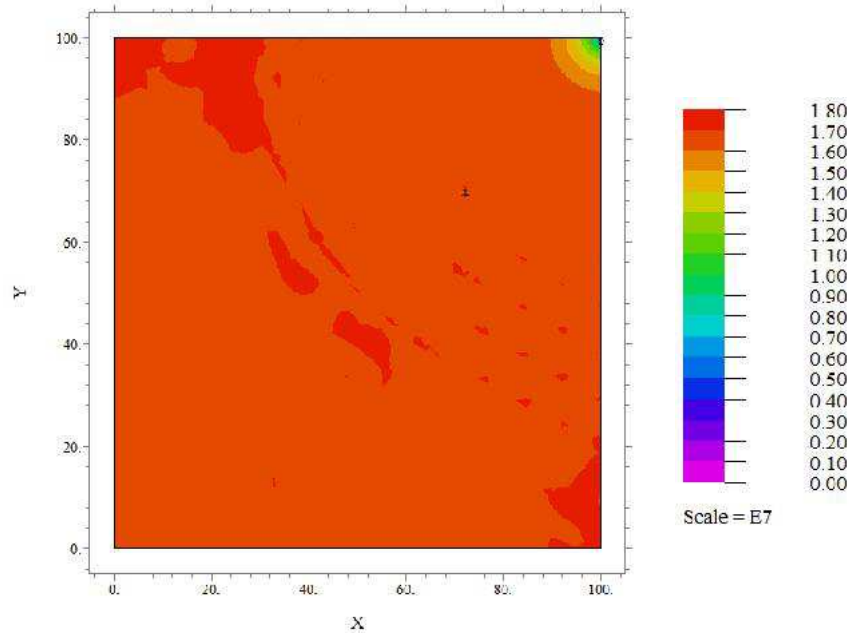


Figura 4.12a – Evolução do campo de pressão ( $t=100$  dias) para reservatório homogêneo de permeabilidade constante.

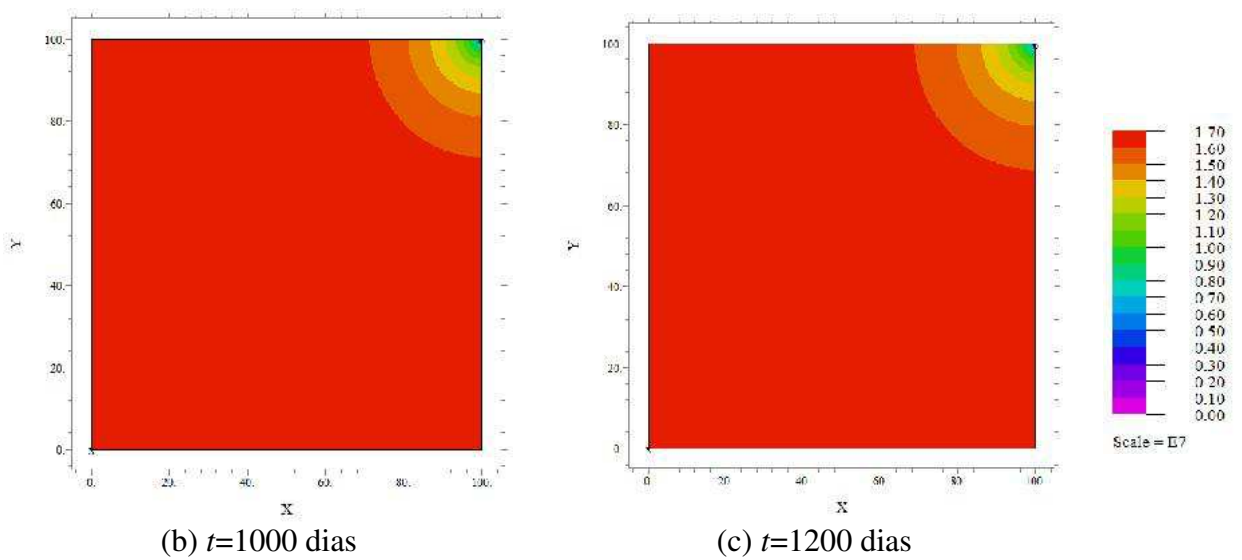


Figura 4. 12 – Evolução do campo de pressão (em  $Pa$ ) para reservatório homogêneo de permeabilidade constante (Caso 4).

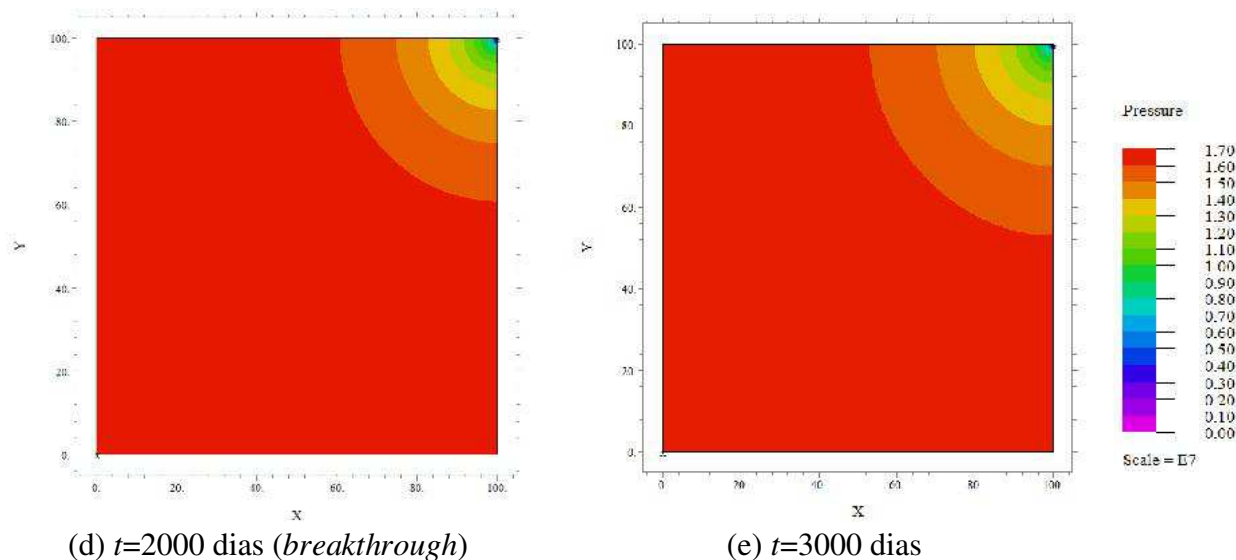


Figura 4. 12 – Evolução do campo de pressão (em Pa) para reservatório homogêneo de permeabilidade constante (Caso 4).

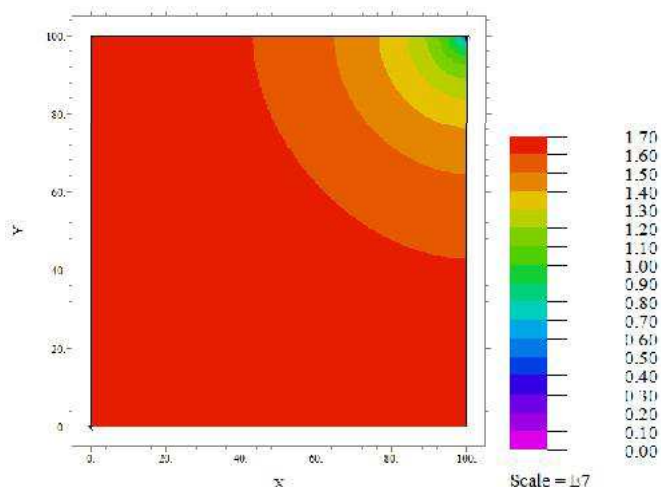


Figura 4. 12f – Evolução do campo de pressão ( $t=4600$  dias) para reservatório homogêneo de permeabilidade constante.

Os campos de pressão ilustrados nas Figuras 4.12a–f mostram que, durante a injeção de água, a modificação dos mesmos praticamente não é observada até que a água atinja o poço produtor. A partir deste momento, a quantidade crescente de saturação de água favorece o seu deslocamento no interior do reservatório, devido ao caminho preferencial formado entre os poços. Pode-se notar que há um deslocamento dos perfis de pressão no sentido do campo de pressão gerado pelo poço injetor, e que, portanto vai tentar fazer com que todo o reservatório tenda a alcançar o valor da pressão de injeção. Isto nunca será atingido devido ao



fato de que o poço produtor sempre apresentará um decréscimo da pressão nas suas proximidades.

Para o caso de óleo pesado com viscosidade de 500 cP (caso 3), o comportamento observado foi semelhante ao apresentado anteriormente (caso 4), diferindo no tempo de erupção da água, conforme pode ser observado na Figura 4.15. Os perfis diagonais são ilustrados na Figura 4.13.

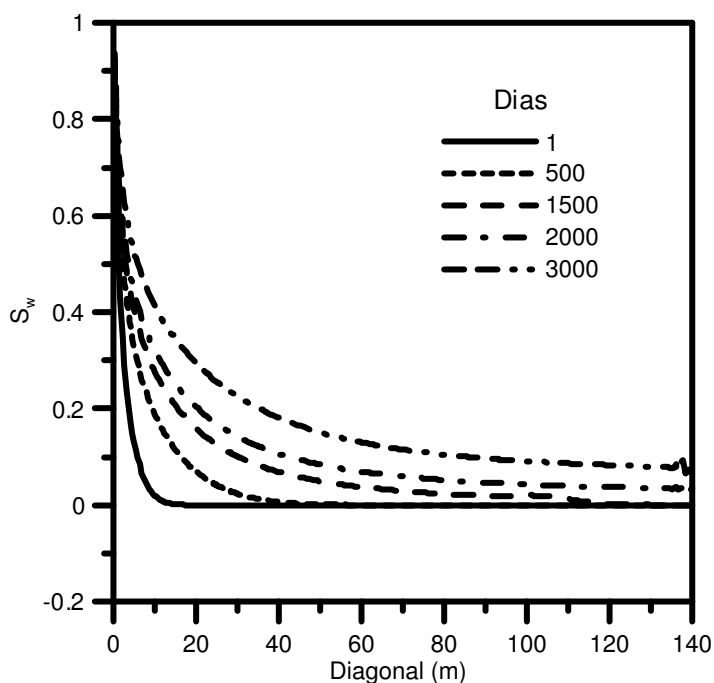


Figura 4.13 – Perfis de saturação de água para diferentes tempos de processo ao longo da linha diagonal do reservatório para escoamento de óleo pesado ( $\mu_o = 500$  cP).

A Figura 4.14 ilustra a comparação dos perfis diagonais entre os poços produtor e injetor após a erupção de água, no poço produtor, mostrando que a viscosidade tem uma influência apreciável. Nesta figura, devido à inclinação das curvas, a taxa de aparecimento de água vai modificando os perfis de produção e conseqüentemente a área invadida pela mesma é maior à medida que a diferença de viscosidade água/óleo vai diminuindo, em concordância com Ahmed (2001) e Rosa *et al.* (2001). Para ter-se um maior esclarecimento, os gráficos de produção de óleo e de volume de óleo residual são apresentados nas Figuras 4.15 e 4.16.

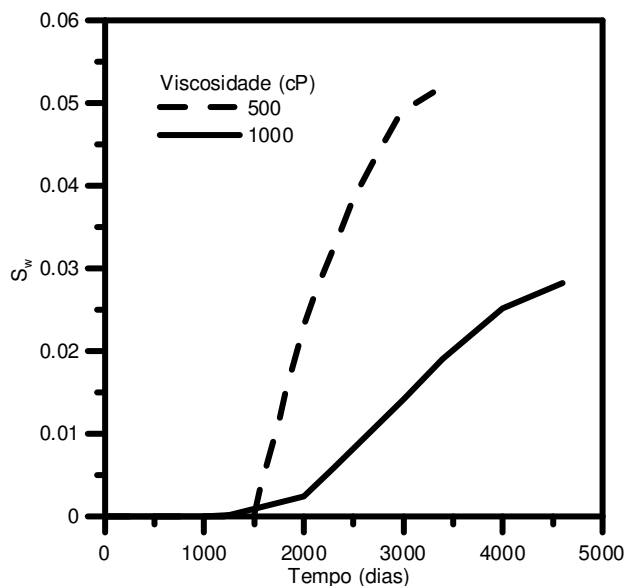


Figura 4.14 – Saturação de água no poço produtor, ao longo do tempo.

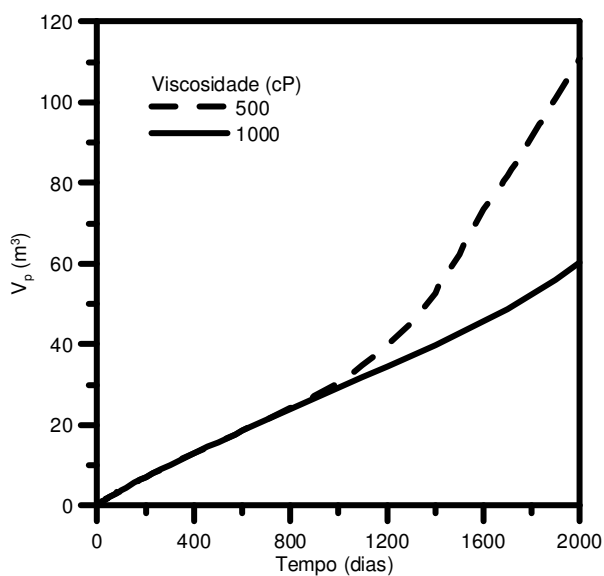


Figura 4.15 – Influência da viscosidade do óleo sobre a quantidade de óleo produzido ( $m^3$ ) em função do tempo (dias).

Com base nestas curvas, pode-se escrever que o emprego de injeção de água só se torna atraente quando as forças resistivas ao escoamento são bem próximas às da água. Caso contrário, haverá uma grande quantidade de óleo residual, devendo ser empregada uma recuperação terciária.

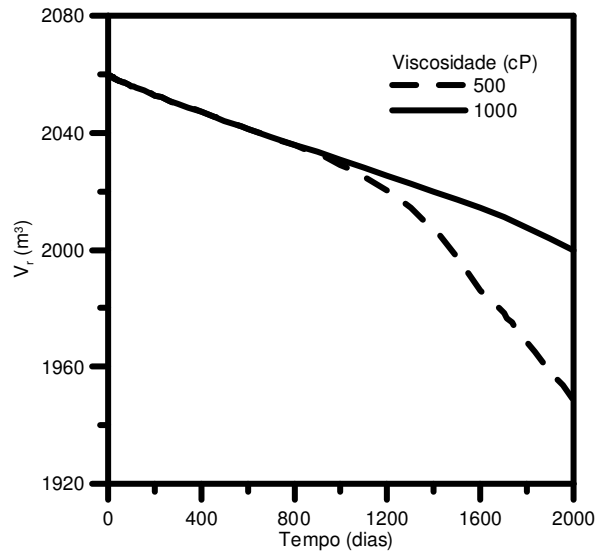


Figura 4.16 – Influência da viscosidade do óleo sobre a quantidade de óleo restante no reservatório ( $m^3$ ) em função do tempo (dias).

Nas Figuras 4.17, 4.18 e 4.19 estão representados os resultados referentes ao caso 5, no qual a permeabilidade do reservatório variou de  $1 \times 10^{-12}$  a  $8 \times 10^{-11}$  Darcy, sobre uma malha formada por blocos de mesmo tamanho, como pode ser observado na Figura 4.2. Sobre cada um desses blocos foi definida uma permeabilidade de forma aleatória. Foi considerada a viscosidade do óleo 10 vezes maior que a da água, ou seja, 10 cP. A Figura 4.17 ilustra a influência desta diversificação na permeabilidade sobre o campo vetorial de velocidade.

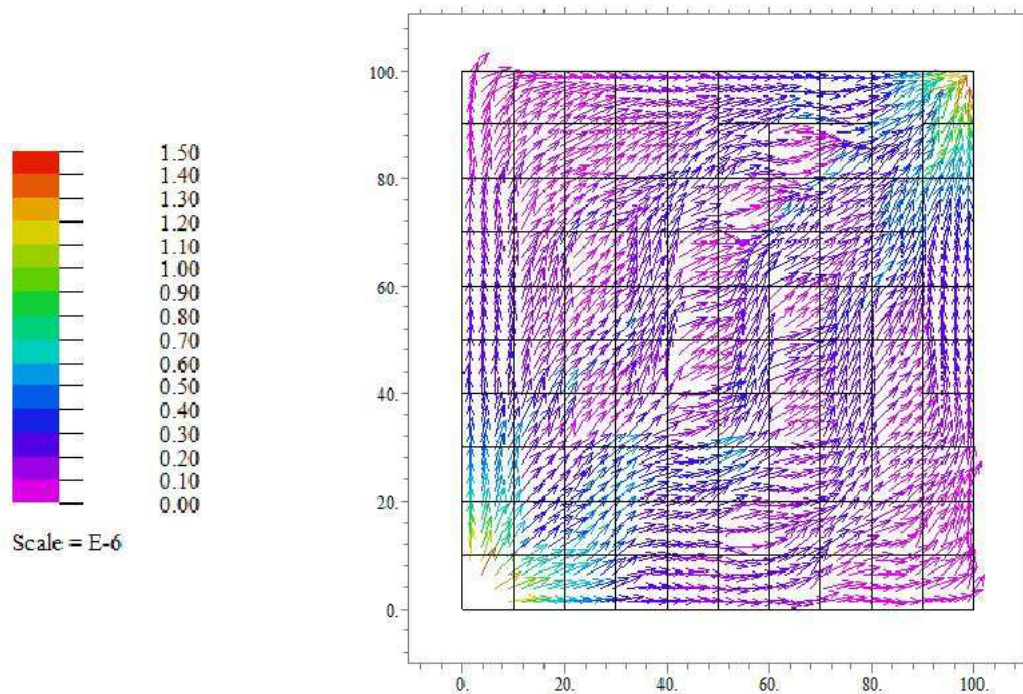


Figura 4.17 – Campo vetorial de velocidade (m/s) para o reservatório (Caso 5) –  $t=500$  dias.

A Figura 4.18 ilustra a evolução da frente de avanço da água injetada no reservatório para diferentes tempos de processo (caso 5). Nos primeiros 71 dias o comportamento da frente de avanço de água difere um pouco daquele observado na Figura 4.3, onde a permeabilidade era distribuída uniformemente. Percebe-se uma mudança de comportamento da frente de avanço de água, sendo que neste caso não é mais radial, apresentando caminhos preferenciais (também conhecidos como *fingers* ou dedos) nas regiões de maior permeabilidade do reservatório para tempos de injeção acima de 71 dias. A presença de um comportamento deste tipo faz com que existam canais de água no reservatório e, conseqüentemente, zonas de óleo que permanecem intactas. As principais causas deste fenômeno são regiões com diferenças de permeabilidade e a diferença de viscosidade entre o fluido deslocado (óleo) e o deslocante (água).

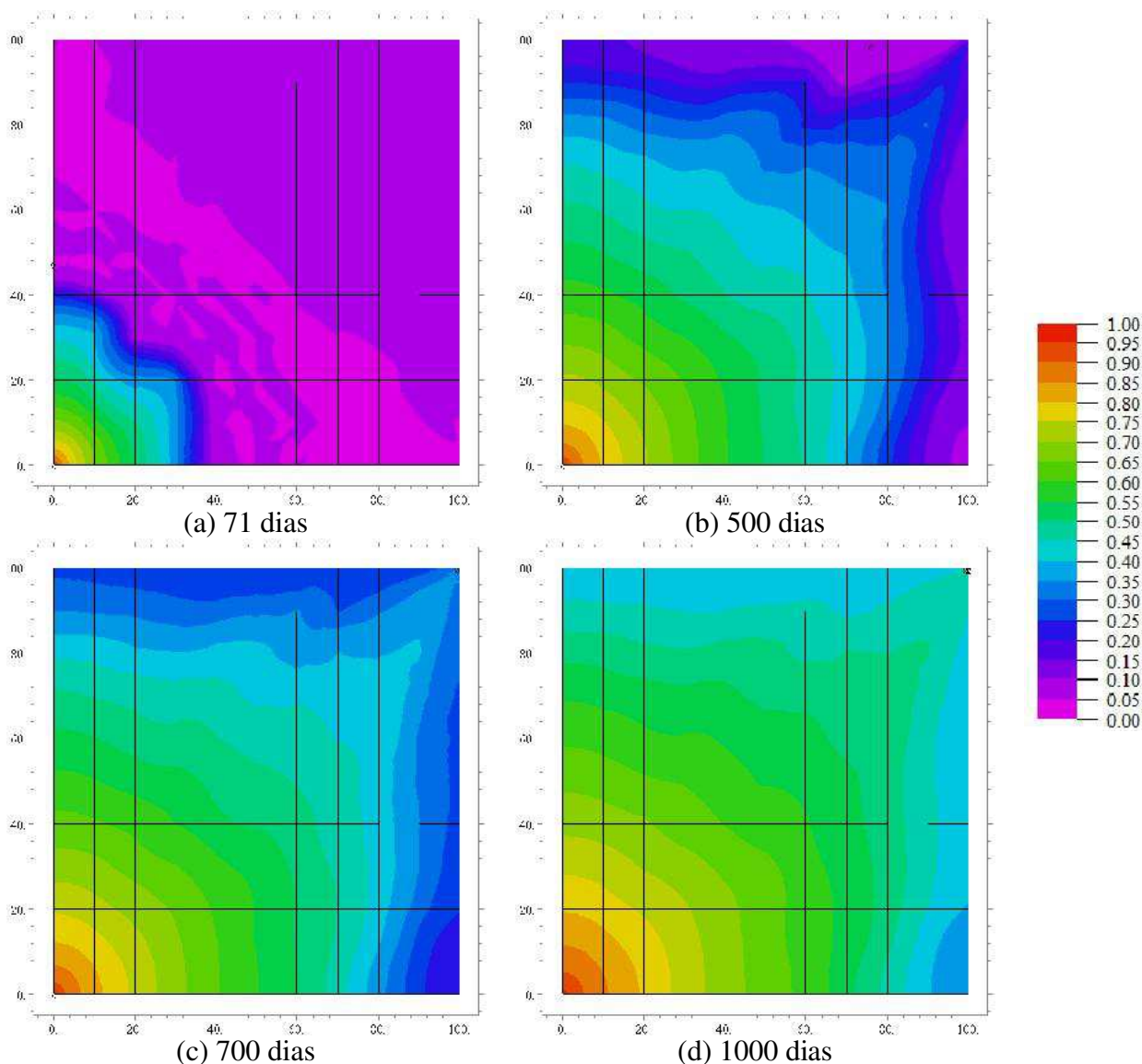


Figura 4.18 – Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 5).

O campo de pressão ao longo dos 1000 dias de injeção praticamente não se alterou ao longo do reservatório como mostrado na Figura 4.19.

Nas Figuras 4.20, 4.21 e 4.22 estão representados resultados (caso 6), onde a viscosidade do óleo é ( $\mu_o = 25\mu_w$ ), ou seja, 25 cP, sendo considerada a mesma situação do reservatório com permeabilidade variando de  $1 \times 10^{-12}$  a  $8 \times 10^{-11}$  Darcy, sobre uma malha formada por blocos de mesmo tamanho, como pode ser observado na Figura 4.2. Foi definida uma permeabilidade de forma *randômica* sobre cada um desses blocos. Observa-se claramente a redistribuição do deslocamento dos fluidos quando o reservatório está submetido às condições de permeabilidade diferentes. A Figura 4.20 ilustra a influência desta diversificação na permeabilidade sobre o campo vetorial de velocidade quando comparado com as Figuras 4.7, 4.8 e 4.9, referentes ao caso 2.

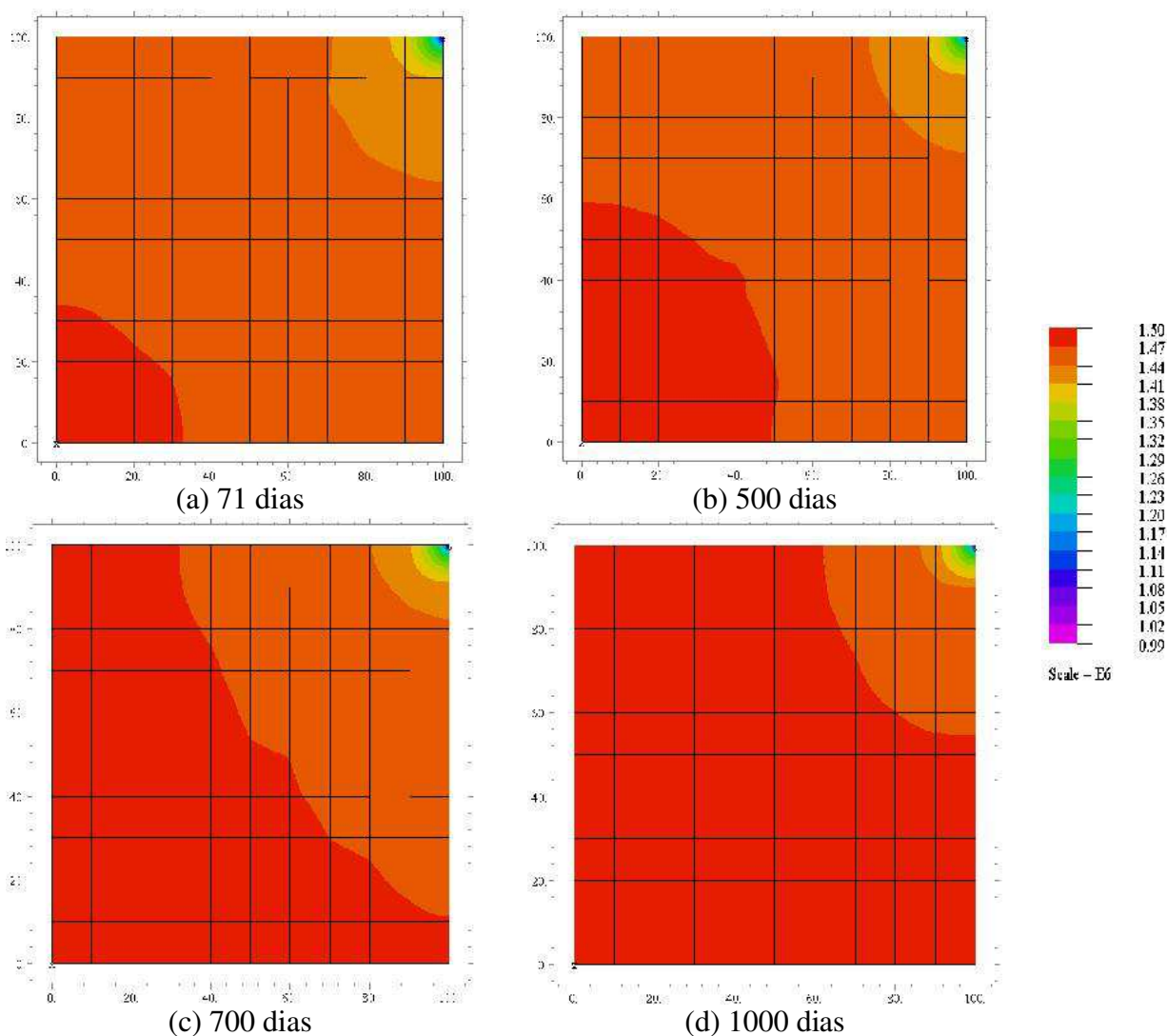


Figura 4.19 – Distribuição de pressões (em Pa) após injeção de água no reservatório (Caso 5)

Na Figura 4.21 observa-se a evolução de saturação da água injetada ao longo do reservatório para diferentes tempos de injeção até aproximadamente 1000 dias. Em comparação com a situação em que  $\mu_o = 10 \text{ cP}$ , mostrado na Figura 4.18, após 700 dias, nenhuma quantidade de água foi produzida, ou seja, a mesma não atingiu o poço produtor nesse período. Observa-se que na Figura 4.18, a frente de avanço de água necessita de 500 dias para atingir o poço produtor. Percebe-se também, como na situação anterior, uma mudança de comportamento da frente de avanço de água, ou seja, uma propagação por caminhos preferenciais nas regiões de maior permeabilidade. Após 1000 dias de injeção, o reservatório apresenta-se menos saturado por água, em relação à Figura 4.19.

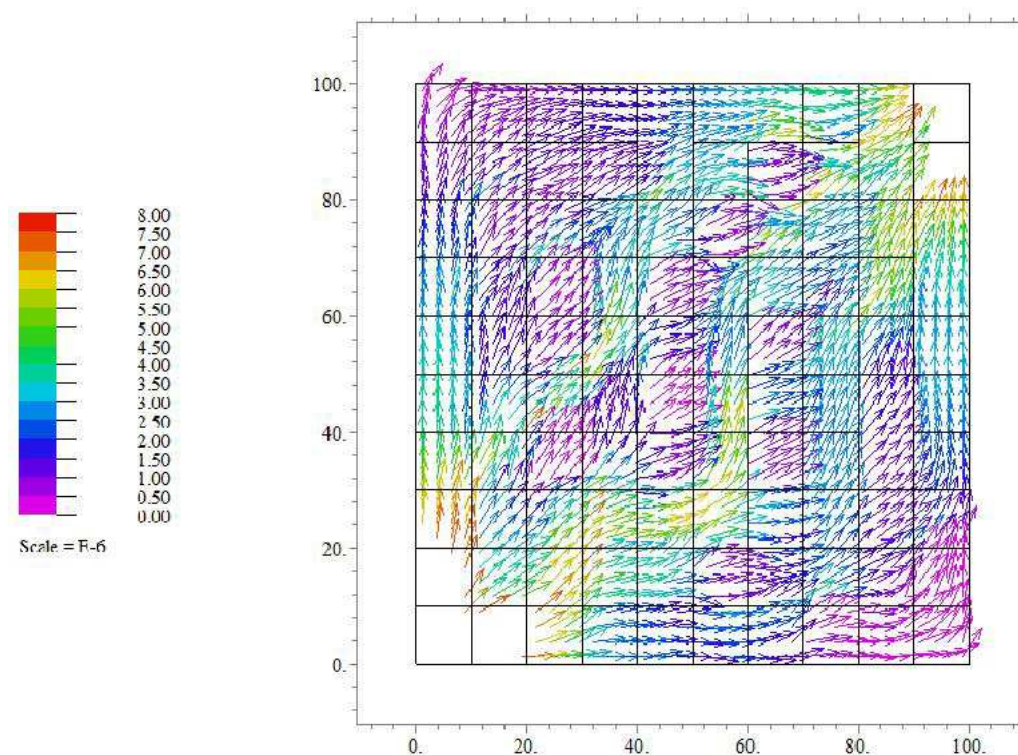


Figura 4.20 – Campo vetorial de velocidade (m/s) para o reservatório (Caso 6) em t=500 dias.

O campo de pressão (Figura 4.22) ao longo dos 1000 dias de injeção apresentou um comportamento similar ao ilustrado na Figura 4.20.

Barbosa (2006) também analisou casos de escoamento quando existia variação de permeabilidade no reservatório usando esquemas de injeção *five-spot*. Os resultados da simulação da frente de avanço de saturação de água demonstraram a aplicabilidade do método desenvolvido em problema de escoamento bifásico em meio poroso heterogêneo (mesmo em



presença das heterogeneidades) e mostraram a presença de óleo residual que permaneceu aprisionado nas regiões de baixas permeabilidades, afetando as curvas de produção.

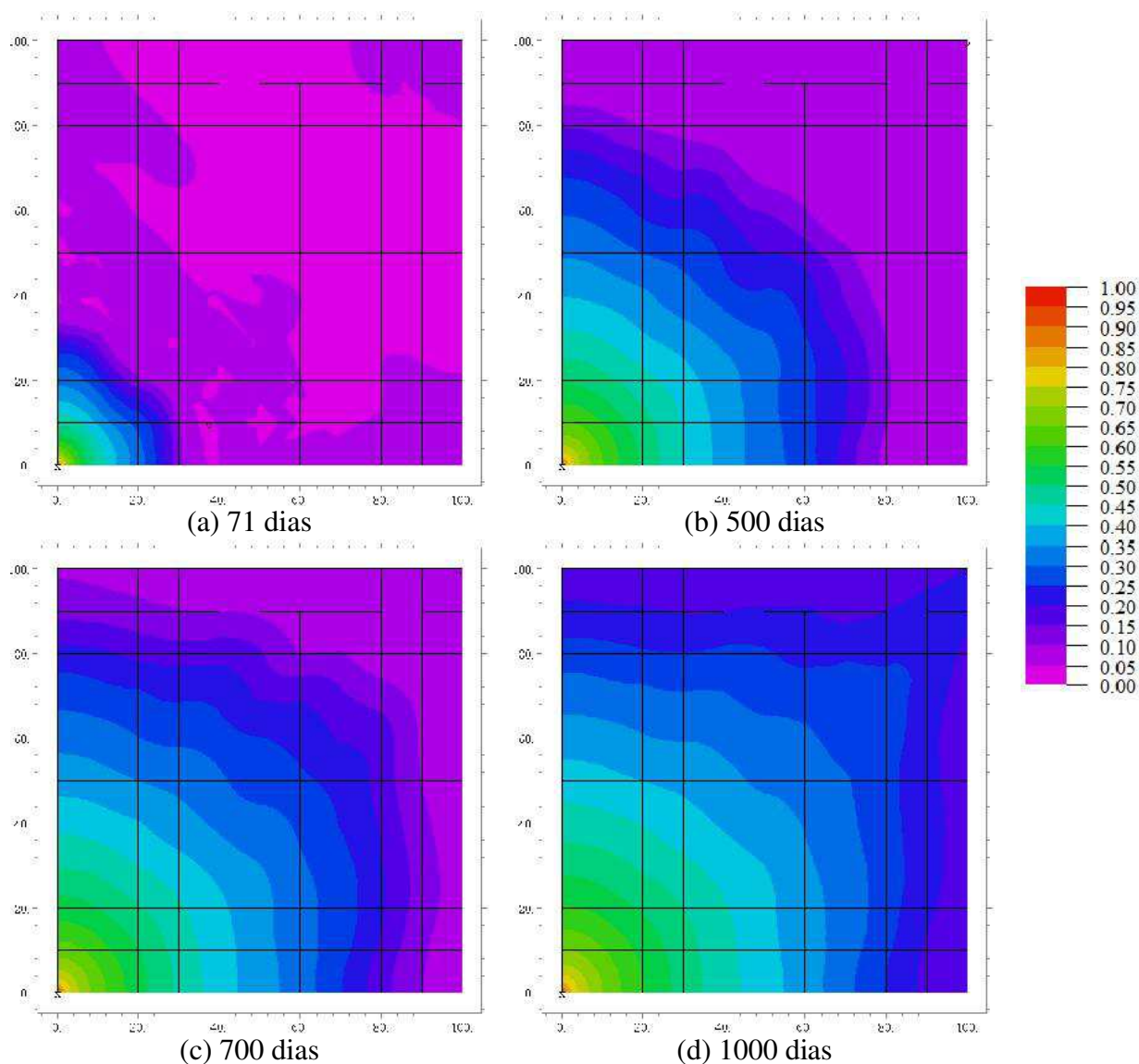


Figura 4.21 – Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 6).

Para um melhor entendimento da influência da evolução da frente de avanço de água em um reservatório, empregando um esquema de injeção *five-spot*, foi calculado a quantidade de óleo restante no meio (Equação 3.16) e o volume produzido (Equação 3.17). Os resultados do volume de óleo pesado produzido no reservatório ao longo do tempo para os quatro casos estudados estão representados nas Figuras 4.23 e 4.24. Ao se comparar as curvas de produção apresentadas na Figura 4.23 (casos 1 e 5) é possível observar que a produção de óleo pesado foi sempre superior para o caso de distribuição de permeabilidade aleatória (caso 5) em

relação ao caso com distribuição uniforme (caso 1). Comportamento semelhante foi observado ao se aumentar a viscosidade do óleo de 10 *cP* para 25 *cP*, como pode ser observado nas curvas apresentadas na Figura 4.24. Outro ponto que merece destaque é que o aumento da viscosidade tem uma influência significativa na frente de avanço de água no reservatório e, conseqüentemente, no tempo de produção, por exemplo: para se produzir 450 m<sup>3</sup> de óleo no reservatório com distribuição aleatória da permeabilidade seriam necessários 300 dias para um óleo com viscosidade de 10 *cP* e 45.000 dias para uma viscosidade de 25 *cP*. O que era esperado devido à alta resistência ao escoamento que um óleo mais viscoso oferece.

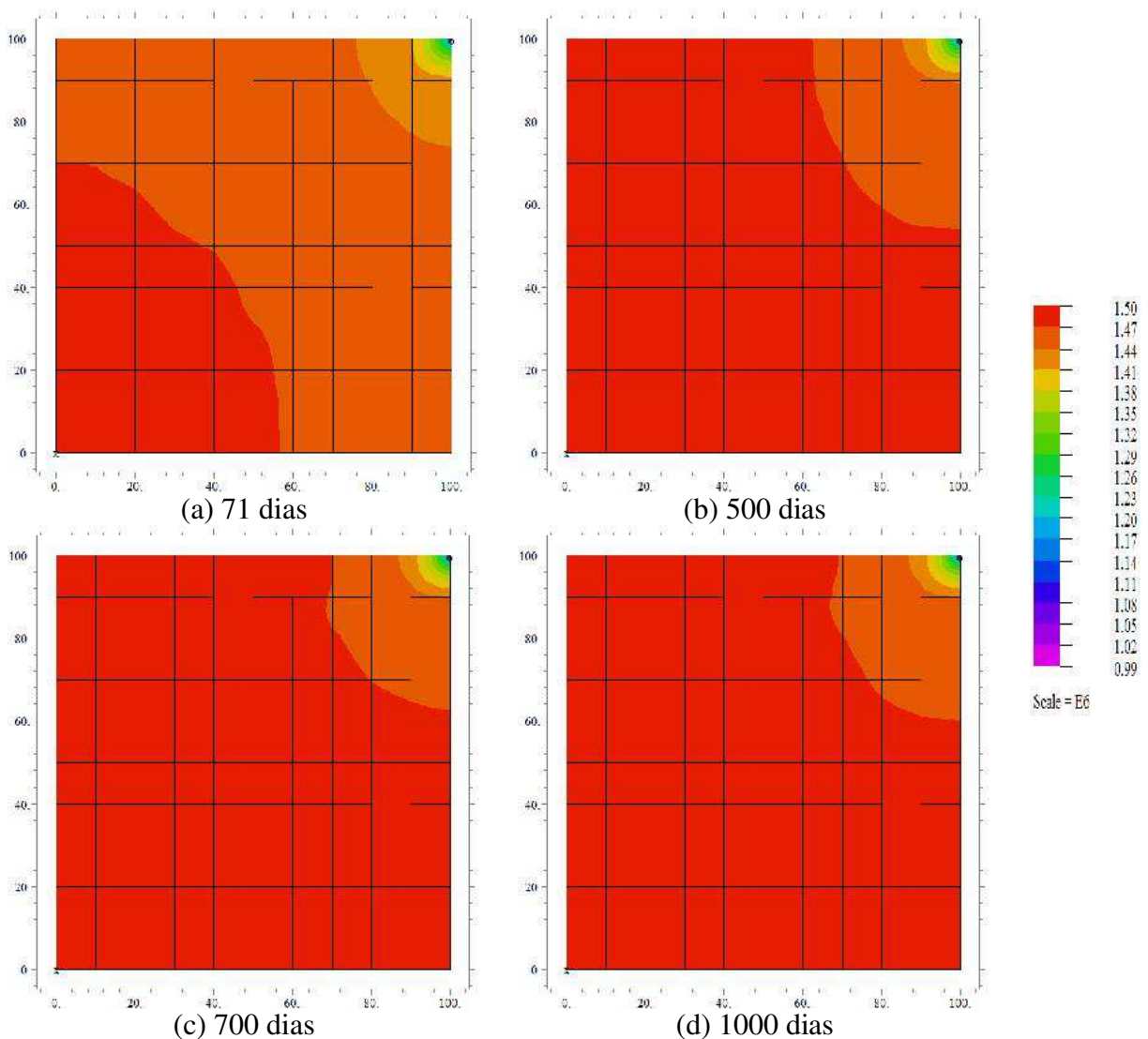


Figura 4.22 – Distribuição de pressões (Pa) após injeção de água no reservatório (Caso 6).



Segundo Rosa *et al.* (2001) se fosse considerado que não existissem fatores que interferissem na frente de avanço de água no reservatório (situações de baixa permeabilidade e alta viscosidade do óleo, por exemplo) e o tempo de processo muito grande, a área total do reservatório seria integralmente varrida pela água injetada e a recuperação do petróleo seria proveniente de toda essa área. Se a água fosse continuamente injetada, o comportamento das curvas tenderia a se tornar constante o que corresponderia a um declínio de produção do reservatório. O poço produtor então começaria a ser atingido pela saturação de água (*breakthrough*).

As Figuras 4.23 e 4.24 ilustram uma comparação entre as curvas de produção para os casos de permeabilidades uniformes e aleatórias, bem como alerta sobre a tomada de médias sobre um campo aleatório que podem divergir em magnitude, gerando valores imprecisos de um campo uniforme equivalente ao aleatório.

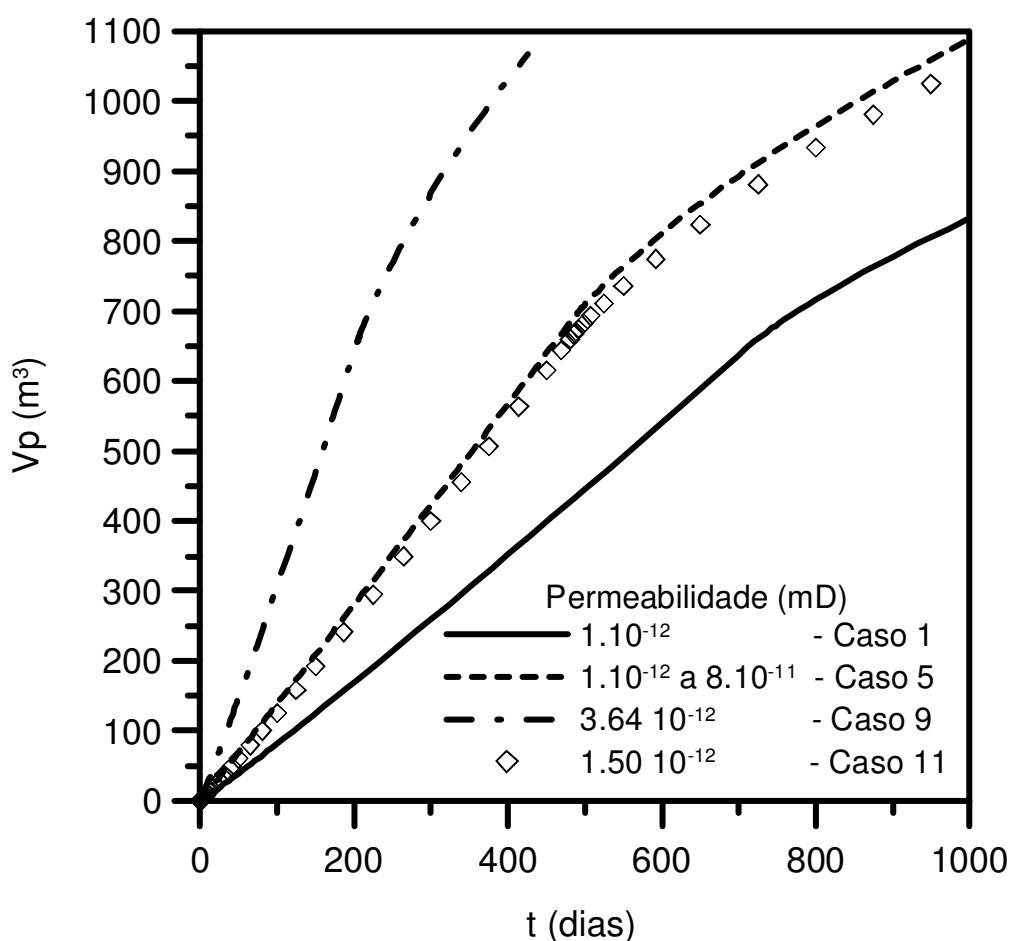


Figura 4.23 – Quantidade de óleo produzida no reservatório ( $m^3$ ) versus o tempo de injeção de água (dias) para uma viscosidade do óleo de  $10 \text{ cP}$ .

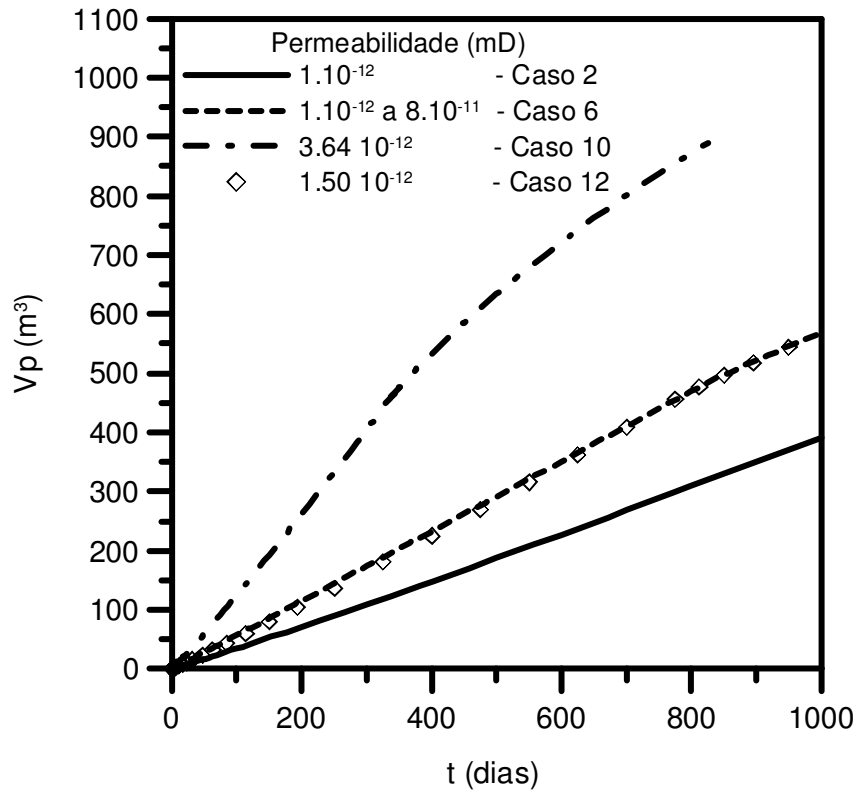


Figura 4.24 – Quantidade de óleo produzida no reservatório ( $m^3$ ) versus o tempo de injeção de água (dias) com uma viscosidade do óleo de 25  $cP$ .

Das Figuras 4.23 e 4.24 nota-se que a aproximação da média harmônica das permeabilidades de um campo aleatório continua bem mais alta, sendo que estes valores são ainda maiores para o caso da média aritmética, a qual gerou curvas que “esmagaram” as demais em virtude dos altíssimos valores alcançados e, portanto, foi desconsiderada. Para ambos os casos de viscosidades de 10  $cP$  e 25  $cP$ , o valor de permeabilidade que poderia ser aplicado à um campo uniforme cuja produção seja equivalente ao aleatório foi obtido com a soma de 50% do valor do limite inferior do intervalo de permeabilidades do campo aleatório. Nestes casos, são necessárias investigações mais detalhadas a respeito deste valor que foi aproximadamente coincidente para ambas as viscosidades, indicando que há uma independência da viscosidade com a permeabilidade.

Para os casos de viscosidades em camadas, ou seja, nos casos 7 e 8 (a–c), as camadas ficaram dispostas conforme as Figuras 4.25a e 4.25b.

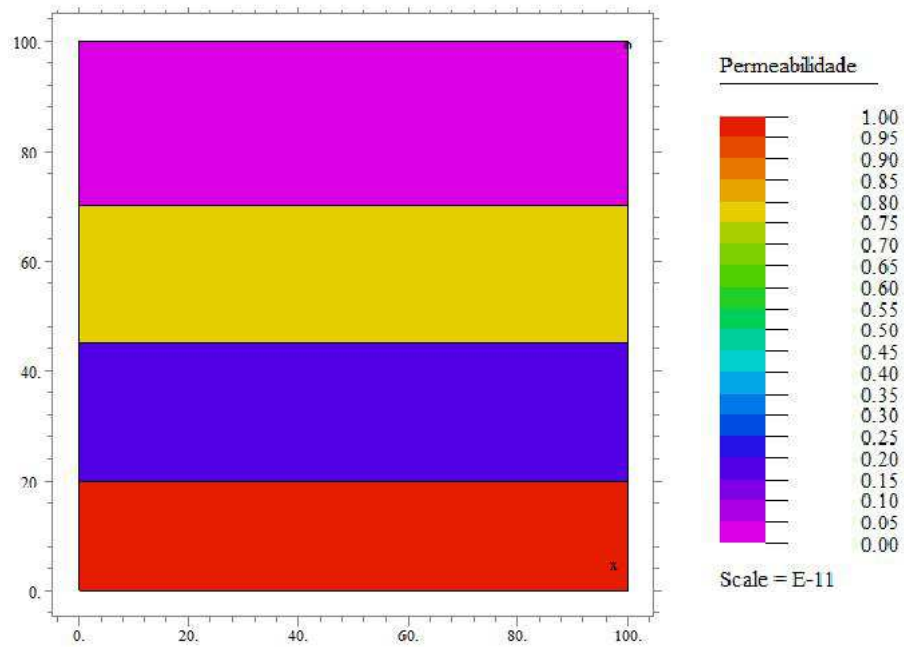


Figura 4.25a – Reservatório com distribuição de permeabilidades em camadas.

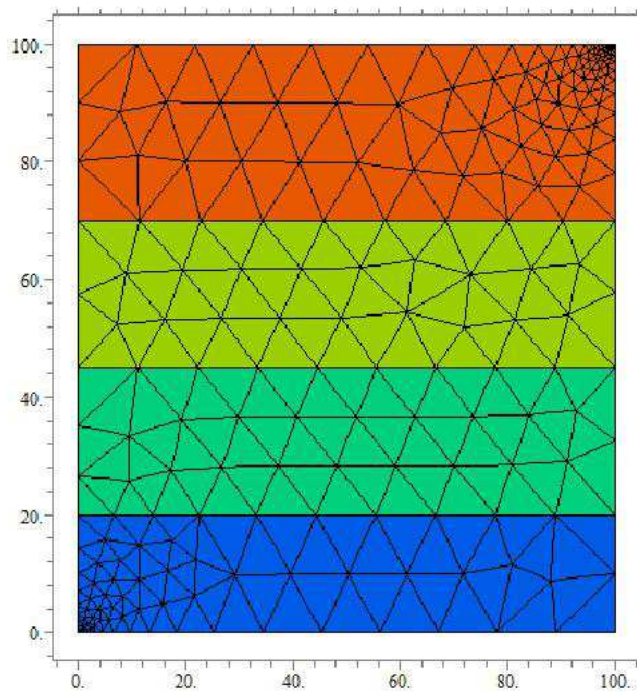


Figura 4.25b – Malha e camadas de permeabilidades para os casos 7 e 8(a–c).

Há uma ordem decrescente de permeabilidades, do poço injetor (origem do sistema coordenado) até o poço produtor (vértice na diagonal oposta), porém este decréscimo é alternado entre as camadas, conforme mostrado na barra de cores. Os resultados para estas simulações são apresentados a seguir.

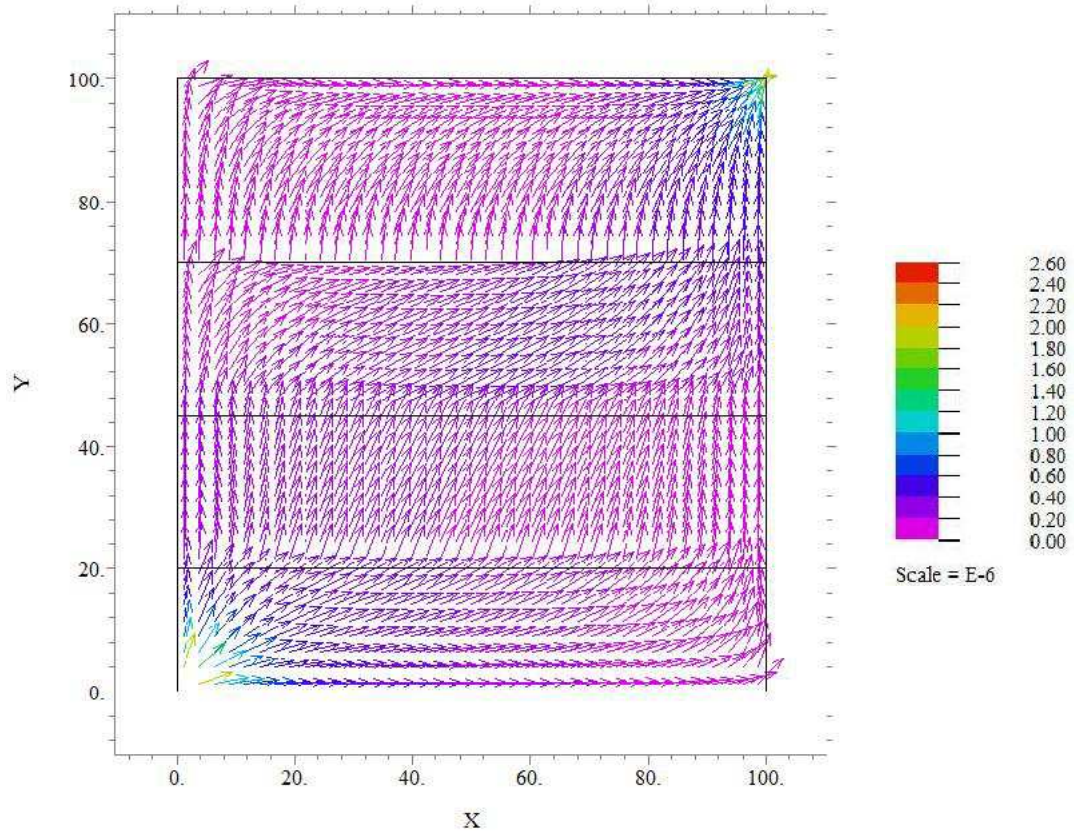


Figura 4.26 – Campo de velocidades (m/s) para o caso de reservatório em camadas (caso 7).

Os campos de saturação também foram modificados pelas camadas de permeabilidades diferentes, como pode-se verificar nas Figuras 4.27 (a–d).

Os campos de pressões, representados pela Figura 4.28, mostraram uma deformação no sentido da região de maior permeabilidade, indicando que o fluido está escoando por caminhos preferenciais dentro do reservatório.

No caso 8a ( $\mu_o = 0,1 Pa.s$  ou  $100 cP$ ), o campo de velocidades mostra claramente a intensidade com que a água escoar no meio poroso, seguindo o caminho de menor resistência. Na região central do reservatório, a velocidade é menor do que nas proximidades dos poços, devido aos efeitos do gradiente de pressão restringir-se às áreas próximas aos poços

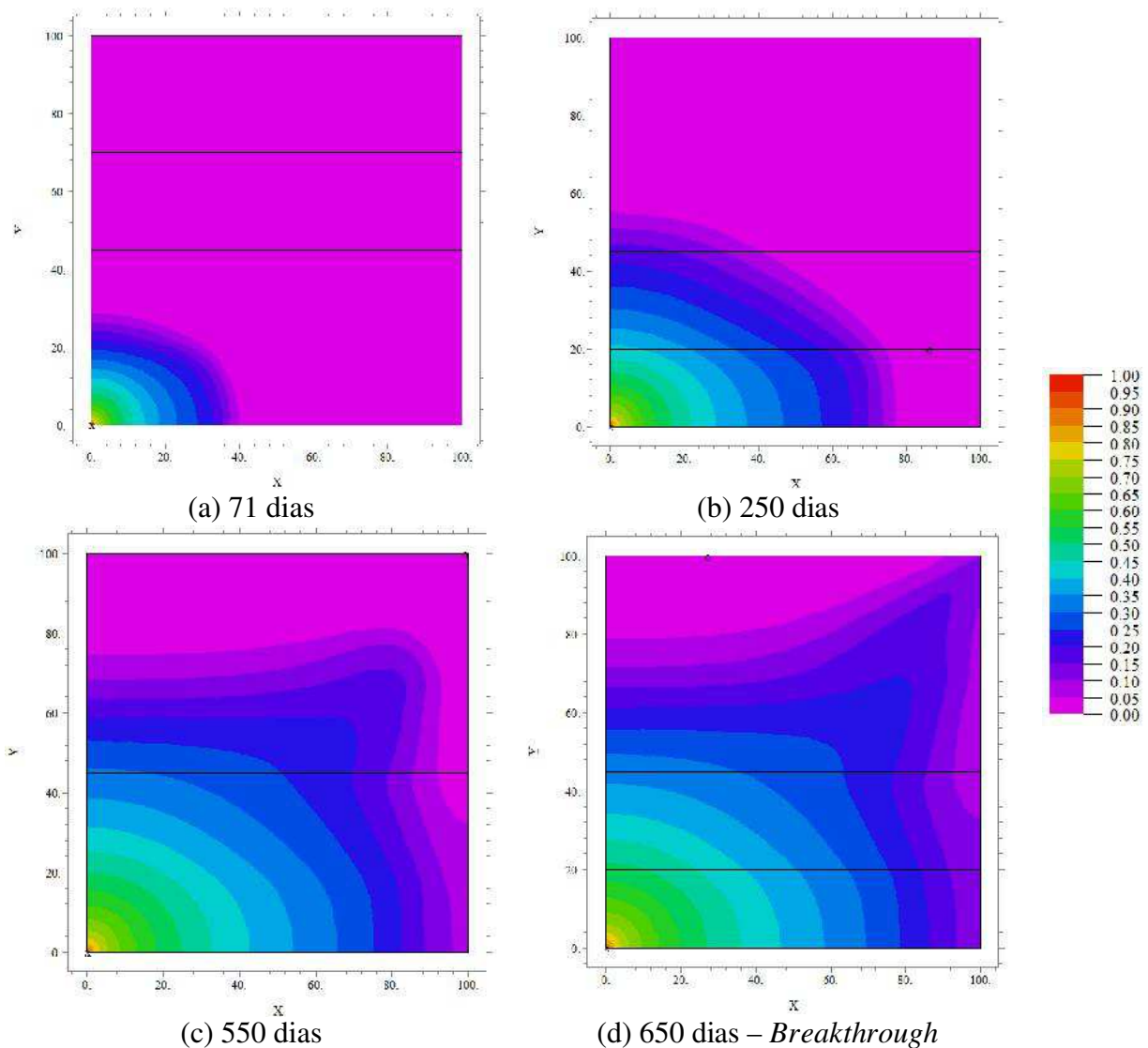


Figura 4.27 – Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 7).

A direção dos vetores nas interfaces das camadas mostra a variação brusca que ocorre nas fronteiras por onde a água percola, o ângulo formado pelos vetores velocidade se aproximará de  $90^\circ$  com a horizontal à medida que esta variação nas interfaces for mais intensa, a magnitude será dada pela intensidade do campo de pressão na região onde se situam os vetores velocidade.

Além disso, a distribuição de permeabilidades influencia nos valores e principalmente na forma dos campos de saturação e no de pressão, como pode ser observado nas Figuras 4.30 e 4.31 para a pressão. A erupção de água ocorreu em 1250 dias.

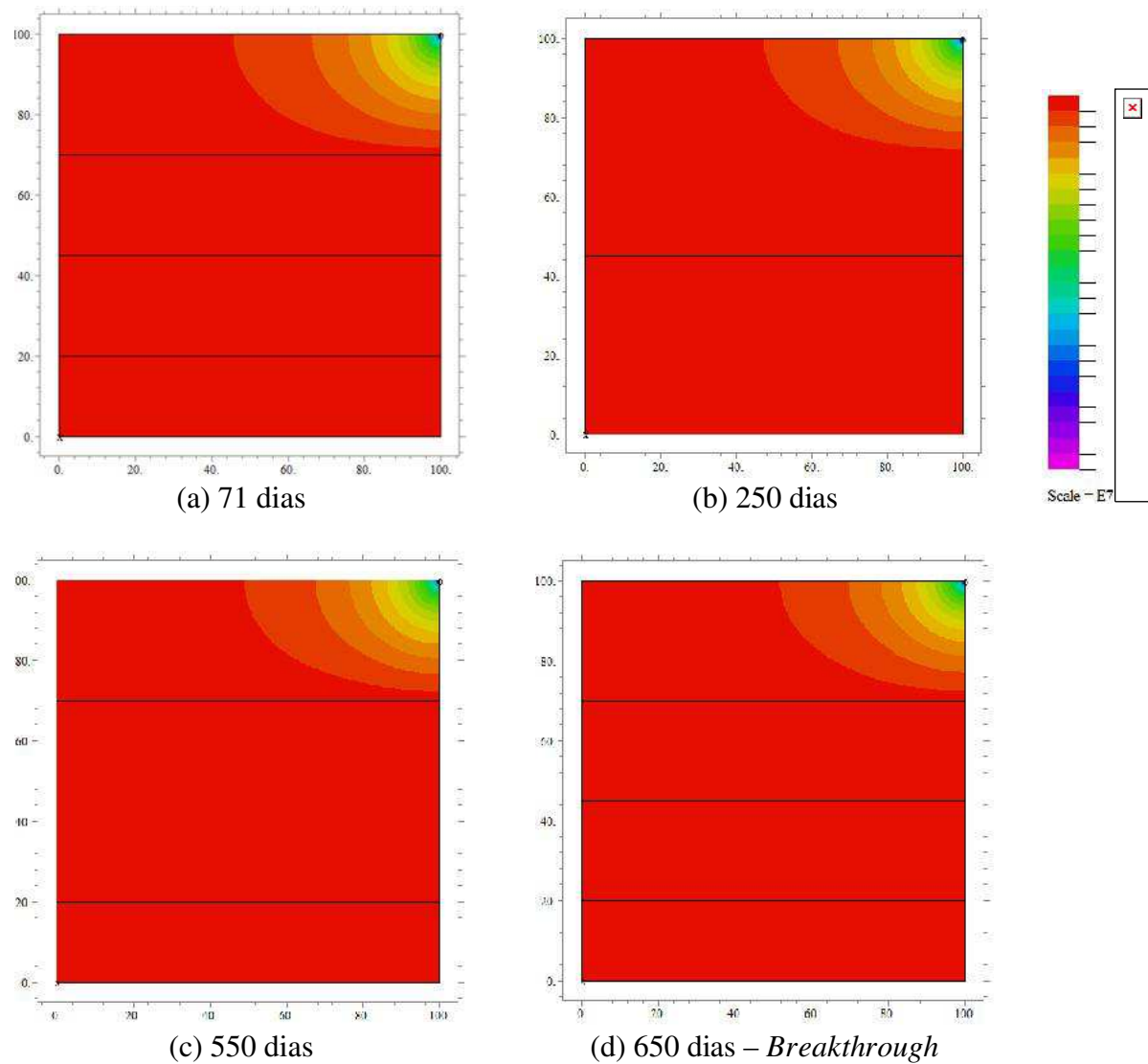


Figura 4.28 – Campos de pressão durante a injeção de água no reservatório (Caso 7).

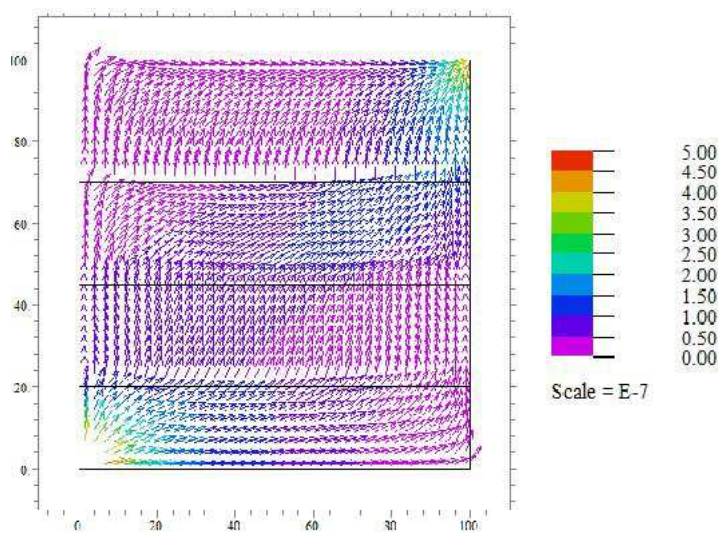


Figura 4.29 – Campo de velocidades em reservatório em camadas (caso 8a).



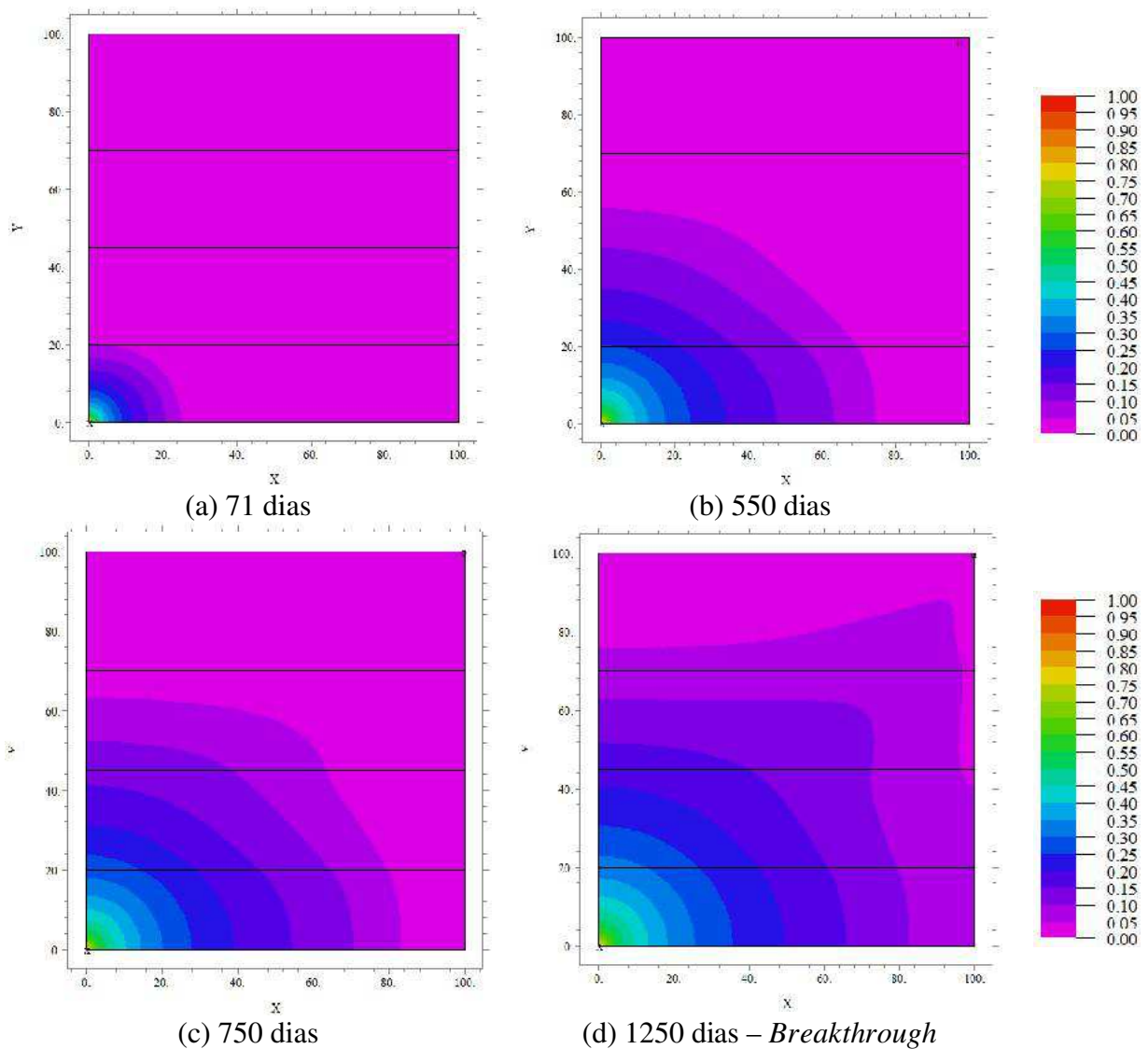


Figura 4.30 – Evolução da saturação de água durante a injeção de água no reservatório (Caso 8a).

Os campos de pressões mantiveram o mesmo comportamento que no caso 7, mesmo com uma variação de viscosidade considerável (de 25 *cP* para 100 *cP*), mantendo os mesmos valores de permeabilidades das camadas.

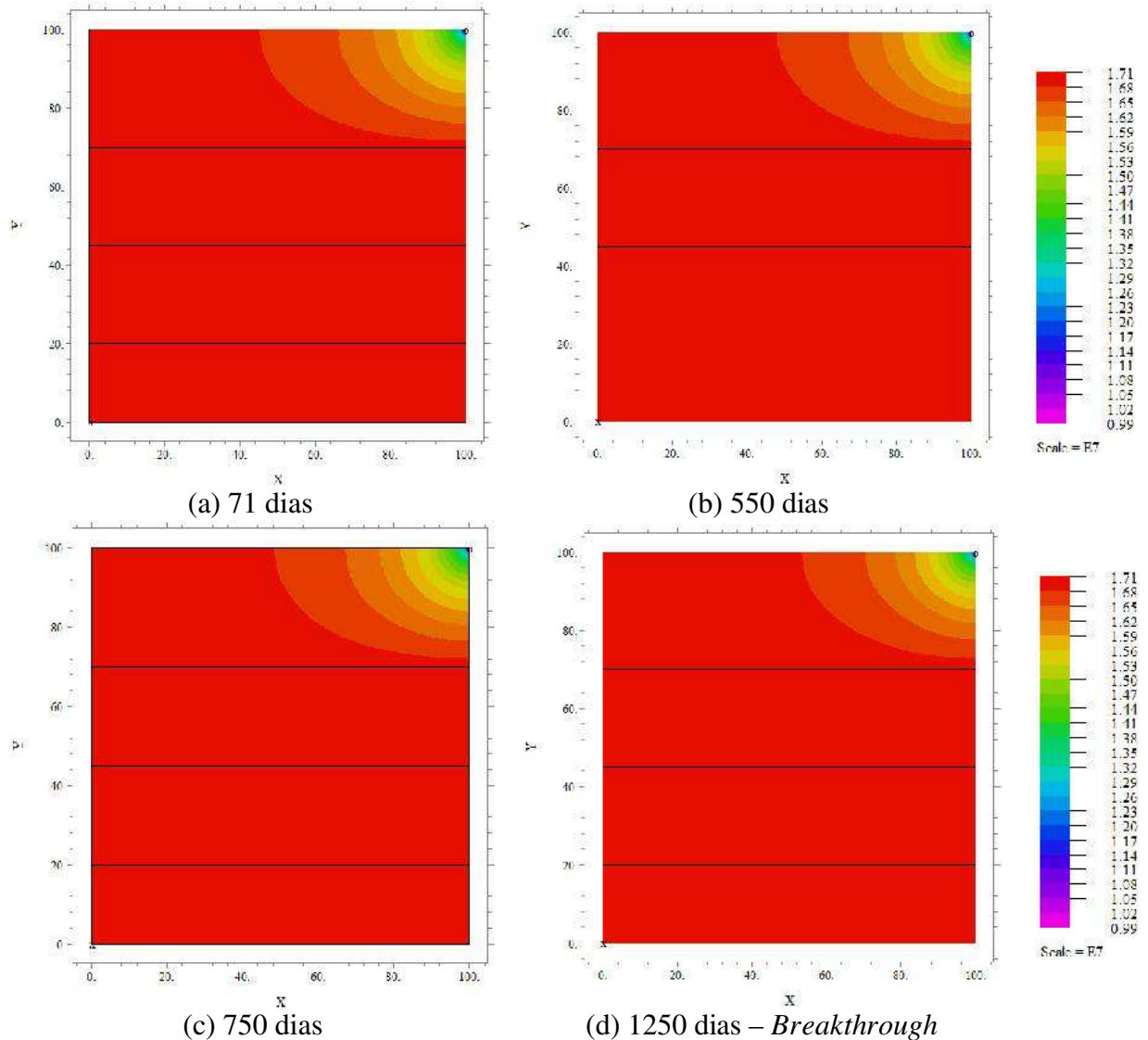


Figura 4.31 – Campos de pressão (Pa) durante a injeção de água no reservatório (Caso 8a).

Nos demais casos, o comportamento dos campos de saturações e, mais precisamente, dos campos de pressões, mantiveram-se inalterados, bem como os campos de velocidades, havendo apenas variações no tempo de *breakthrough*.

Na Figura 4.32, tem-se uma comparação entre os perfis de saturação ao longo da diagonal entre os poços para 1000 dias de injeção de água em reservatório petrolíferos com variação de permeabilidade para os casos em camadas.



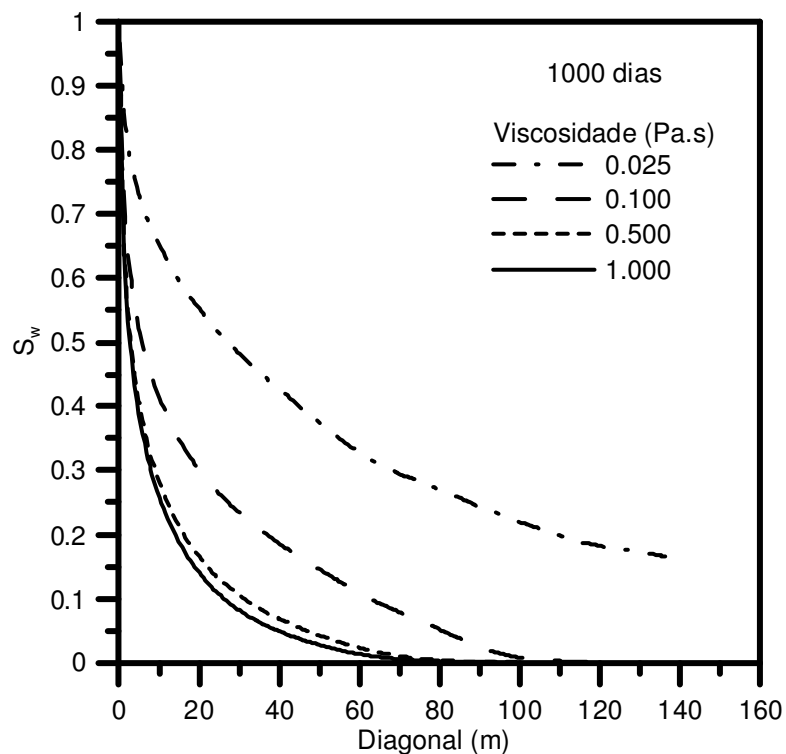


Figura 4.32 – Perfis de saturação ao longo das diagonais entre os poços para reservatório em camadas.

Estes perfis indicam que à medida que a viscosidade do óleo diminui, para reservatório em camadas, a penetração da água nos poros torna-se mais eficiente e logo a área invadida é bem maior. Este fato é evidenciado pela inclinação da concavidade das curvas de saturação onde quanto mais suave (25 *cP*) mais homogênea será a invasão. Ainda, percebe-se claramente o mesmo comportamento que nos casos 3 e 4, levando à uma produção maior e conseqüentemente a área invadida é bem maior dentro das camadas. As linhas apresentam uma deformidade em sua curvatura devido à influência da zona de transição entre as camadas. Neste sentido, quanto maior for a diferença de permeabilidade entre cada camada, mais deformada será a curva de saturação, bem como os campos de pressões e de velocidades.

Na Figura 4.33, estão reunidas as curvas diagonais de pressão em função da viscosidade para os casos 7 e 8 (a–c), deixando explícito o comportamento do gradiente de pressão oriundo dos poços injetor e produtor.

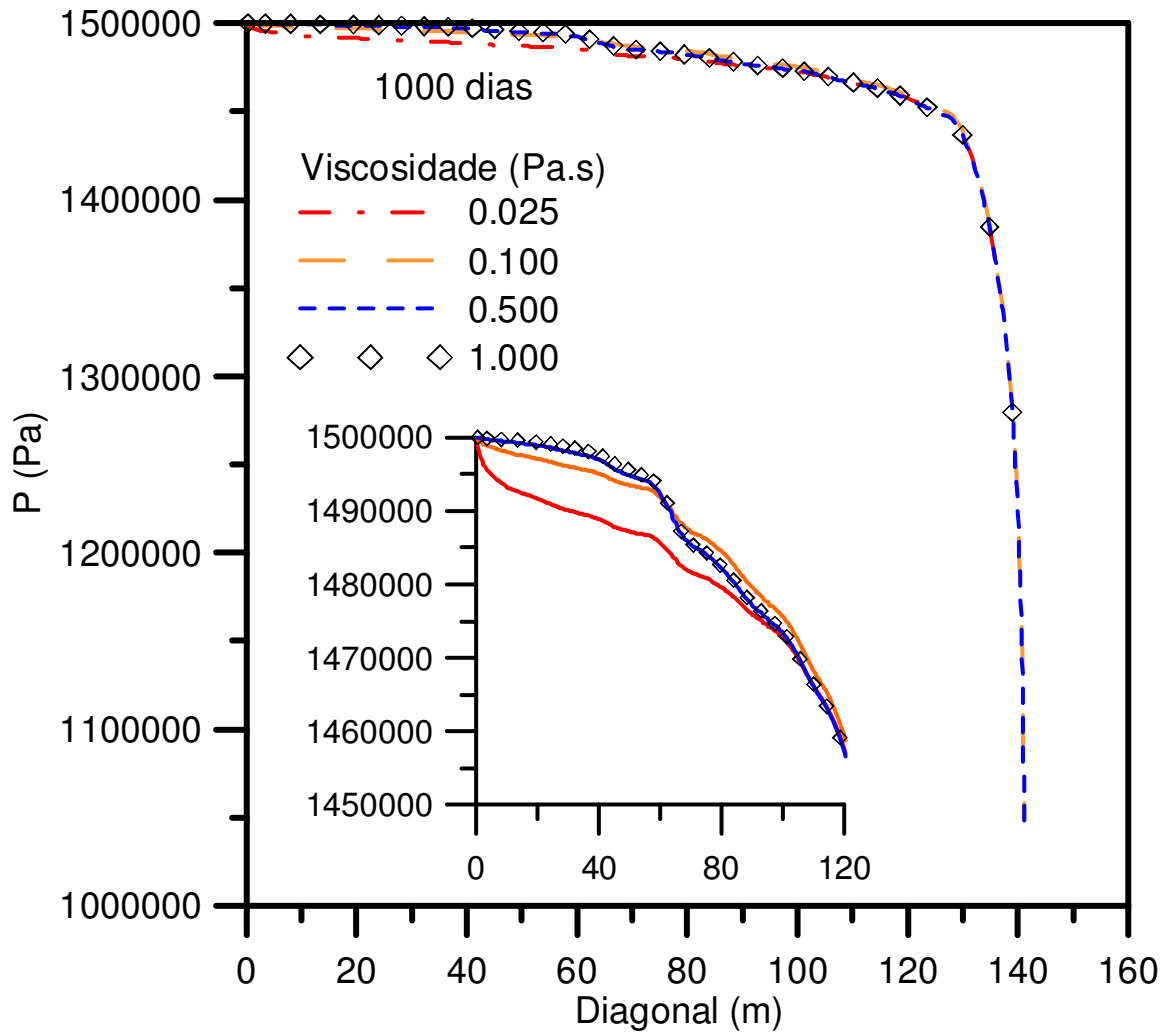


Figura 4.33 – Perfis de pressão ao longo das diagonais para reservatório em camadas (casos 7 e 8 (a–c)).

Na Figura 4.33, a variação da pressão no reservatório é insignificante comparada com a variação de pressão nas proximidades do poço produtor. Pode-se notar pelo detalhe da figura que para viscosidades elevadas (0,5 e 1,0 *Pa.s*, ou ainda 500 *cP* e 1000 *cP*), esta influência torna-se independente da pressão, em se tratando de camadas de permeabilidades diferentes.

## CAPÍTULO 5

### CONCLUSÕES E SUGESTÕES

#### 5.1 Conclusões

Dos resultados obtidos, conclui-se que:

- A viscosidade não pode ser desconsiderada, principalmente quando se tratam de reservatórios de óleos pesados e ultra-viscosos;
- A viscosidade atua como parâmetro de resistência escoamento, alterando as curvas de saturação, sendo a permeabilidade o fator que realmente definirá os valores de produção;
- O esquema de cinco pontos mostrou-se eficiente em regiões homogêneas, porém os caminhos preferenciais das regiões heterogêneas requerem um arranjo não-uniforme de poços para um melhor aproveitamento da extração do óleo;

#### 5.2 Sugestões de trabalhos futuros

As sugestões de trabalhos futuros são:

- a) Simular os efeitos de escoamento composicional trifásico água/óleo/gás;

- b) Simulação de escoamento com profundidade variável do reservatório, levando em consideração o efeito de escoamento tridimensional;
- c) Implementação de outras técnicas computacionais a fim de levar em consideração as falhas geológicas existentes nos reservatórios petrolíferos;

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AHMED, Tarek H. Reservoir engineering handbook. Houston: Gulf Professional publishing, 2001, 1211p.
- ALMEIDA, Alberto Sampaio. Recursos energéticos do Brasil: petróleo, gás, urânio e carvão. Seminário. Disponível no site: [http://ecen.com/seminario\\_clube\\_de\\_engenharia/30092004/recuperac\\_sec\\_petrol.pdf](http://ecen.com/seminario_clube_de_engenharia/30092004/recuperac_sec_petrol.pdf) Acesso em: 26/12/07.
- ALBOUDWAREJ, Hussein; FÉLIX, João e TAYLOR, Shawn. Highlighting heavy oil. 2006. Disponível no endereço: [http://www.heavyoilinfo.com/feature\\_items/article-downloads/copy\\_of\\_heavy-oil-article\\_en.pdf](http://www.heavyoilinfo.com/feature_items/article-downloads/copy_of_heavy-oil-article_en.pdf). Acessado em 01/04/08.
- ALLEN III, Myron Bartlett. Numerical modelling of multiphase flow in porous media. In Adv. Water Resources. v. 8, 1985, 27p. Disponível em: <http://library.wrds.uwyo.edu/wrp/85-37/85-37.pdf#search=%22%20numerical%20methods%20%22multiphase%20flow%20in%20porous%20media%22%22>. Acessado em 06/10/06.
- ALLEN III, Myron Bartlett; BEHIE, Grace Alda e TRANGENSTEIN, John Arther. Multiphase flow in porous media: Mechanics, mathematics and numerics. Lecture Notes in Engineering. Springer-Verlag, Berlim, 1988. V. 34. 306p.
- AMBRUS, Jaime; HURTADO, Fernando S. V.; MALISKA, C. R.; SILVA, Antonio F. C. da; CONTESSI, Bruno A. e CORDAZZO, Jonas. Uma metodologia de estimação de parâmetros aplicada à determinação de curvas de permeabilidade relativa de rochas reservatório. Congresso Ibero Latino de Métodos Computacionais em Engenharia – CILAMCE. Recife, 2004.
- ARAÚJO FILHO, A. L. e PEREIRA, A. C. Métodos de avaliação de formações: importância dos estudos litológicos aplicados a campos marginais. I Congresso de Pesquisa e Inovação da Rede Norte Nordeste de Educação Tecnológica Natal, 2006. 12p. Disponível em: [http://www.redenet.edu.br/publicacoes/arquivos/20070604\\_113152\\_MM%20044.pdf](http://www.redenet.edu.br/publicacoes/arquivos/20070604_113152_MM%20044.pdf). Acessado em 21/05/08

- ARAÚJO, Juliana Aragão. Simulação de escoamento bifásico unidimensional via método de Godunov. Campina Grande: Universidade Federal de Campina Grande. 2002, 53p. Monografia.
- BANGERTH, W.; KLIE, H.; WHEELER, M. F.; P. L. STOFFA e M. K. SEN. On optimization algorithms for the reservoir oil well placement problem. *Comput. Geosci.* 2006, v. 10. pp 303–319.
- BARBOSA, Enivaldo Santos. Escoamento bifásico em reservatórios petrolíferos. Dissertação (mestrado) – Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2006. Programa de Pós-Graduação em Engenharia química.
- BARBOSA, Enivaldo Santos. Injeção de água com taxas alternadas em reservatórios petrolíferos. Monografia – Departamento de Matemática e Estatística, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2004. Programa de Interdepartamental de Tecnologia em Petróleo e Gás da ANP.
- BARRY, D. A.; LOCKINGTON, D. A.; JENG, D.-S. PARLANGE, J.-Y. LI, L. e STAGNITTI, F. Analytical approximations for flow in incompressible, saturated, one-dimensional porous media. *Advances in Water Resources*, 2007.
- BABADAGLI, Tayfun. Development of mature oil fields – a review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 57, p. 221–246, Oct. 2007.
- BEDRIKOVETSKI, Pavel. Mathematical theory of oil and gas recovery: with applications to ex-USSR oil and gas fields. ed. Kluwer Academic Publishers: *Petroleum Engineering and Developments Studies*, 1994. v. 4. pp 1–59.
- BRADLEY, Howard B (Editor-in-Chief). *Petroleum engineering handbook*. 3ed. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1992.
- BRAGHIROLI, Lynceo; CORDAZZO, J.; SILVA, António F. C.; MALISKA, C. R. e LAZLO, Pedro A. M. Simulação numérica do processo de segregação gravitacional usando o método de volumes finitos baseados em elementos. *Rio Oil & Gas Expo and Conference*, 2006, pp 1–8.
- CORDEIRO, A. F.; MEDRONHO, R. A.; DOE, John; TELLES, A. C. S. S. e FURTADO, C. J. Alves. Simulação da injeção de água em reservatórios empregando CFD. 4º PDPetro. Campinas, 2007. disponível no endereço: [http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO\\_2\\_1\\_0389-2.pdf](http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_2_1_0389-2.pdf). Acesso em: 22/08/2008.
- COUTINHO, Álvaro L. G. A. e MENDONÇA, Anderson de Lima. Simulação de escoamentos bifásicos de fluidos não-newtonianos em reservatórios de petróleo pelo método dos elementos finitos. In *I Brazilian Conference on Rheology*. Rio de Janeiro, 2004, 102p. Acessado em 06/10/06, pelo site: <http://www.reologiabrazil.lncc.br/conference/iibcr/agenda/BRC-Final.pdf#search=%22po%C3%A7o%20%22escoamento%20em%20meios%20porosos%22%22>.

- CUNHA, M. C. de Castro; PULINO, Petrônio e FERNANDES, Márcio R. Introdução à simulação numérica de fluxos em meios porosos: método de elementos finitos. In XXII Congresso Nacional de Matemática Aplicada e Computacional – CNMAC. Santos: UFSC, 1999. 80p.
- DÜRRAST, H. e SIEGESMUND, S. Correlation between rock fabrics and physical properties of carbonate reservoir rocks. *International Journal of Earth Sciences*, v. 88, p. 392–408, Jun. 1999.
- GERRITSEN, Margot G. Modeling fluid flow in oil reservoirs. *Annual Review of Fluid Mechanics*, v. 37, p. 211–238, 2005.
- GHARBI, Ridha B.C. Use of reservoir simulation for optimizing recovery performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. v.42. 2004, p. 183–194.
- KARIMAIE, H.; TORSÆTER, O.; ESFAHANI, M.R.; DADASHPOUR, M. HASHEMI, S.M. experimental investigation of oil recovery during inhibition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 52, p. 297–304, Marc. 2006.
- KIRVELIS, R. e DAVIES, D. R. Enthalpy balance model leads to more accurate modelling of heavy oil production with an electric submersible pump. *Institution of Chemical Engineers*. 2003, v. 81, Part A, p. 342–351.
- LEE, S.H., JENNY P. e TCHELEPI, H. A. A finite volume method with hexaedrical multiblock grids for modeling flow in porous media. *Computational Geosciences*. 2002, v. 6. Part A. pp 353–379.
- LI, Baoyan; CHEN, Zhangxin e HUAN, Guanren. Comparison of solution schemes for black oil reservoir simulations with unstructured grids. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*. 2004, v. 194. pp 319–355.
- LI, Kewen & HORNE, Roland N. Steam-Water relative permeability by the capillary pressure method. *International Symposium of the Society of Core analysts*. 2001.
- LYONS, William C. *Standard handbook of petroleum & natural gas engineering*. Gulf Professional Publishing. v. 2. Houston, 1996. 1090p.
- MALALASEKERA, W. e VERSTEEG, H. K. *An introduction to computational fluid dynamics: the finite volume method*. Longman Scientific & Technical. ed. New York, 1995. 257p.
- MALISKA, Clovis Raimundo. *Transferência de calor e mecânica dos fluidos computacional*. ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora, 1995. 424p.
- MORAIS, M. H. M. F. VASCONCELOS, R. B. COSTA, L. M. GUIMARÃES, L. J. N. Análise Paramétrica da Permeabilidade e da Viscosidade em Simulação de Fluxo em Reservatórios. *Estudos Geológicos*, v. 13, 2003. Disponível em: [www.ufpe.br/geologia/estudos\\_geologicos/v13-trab5.pdf](http://www.ufpe.br/geologia/estudos_geologicos/v13-trab5.pdf). Acesso em 25/07/2008.

- PATANKAR, Suhas V. Numerical heat transfer and fluid flow. ed. Taylor & Francis. Series in Computational and Physical Processes in Mechanics and Thermal Sciences, 1980. 196p.
- PIRES, A. P.; BEDRIKOVETSKY, Pavel G. e SHAPIRO, Alexander A. A splitting technique for analytical modelling of two-phase multicomponent flow in porous media. Journal of Petroleum Science & Engineering. v. 51. 2006, pp 54-67.
- QUISPE, Javier R.; ROZAS, Roberto E.; e TOLEDO, Pedro G. Permeability- porosity relationship from a geometrical model of shrinking and lattice Boltzmann and Monte Carlo simulations of flow in two-dimensional pore networks. Chemical Engineering Journal. v. 111, 2005, p. 225-236.
- RISSO, Valmir Francisco. SCHIOZER, Denis José. e WENDLAND, Edson. Simulação numérica de reservatórios com fronteiras abertas. 2002.
- ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Sousa e XAVIER, José Augusto Daniel. Engenharia de reservatórios de petróleo. 2001. v. 2.
- SCHIOZER, Denis José. Computação paralela aplicada a simulação numérica de reservatórios. Tese (doutorado) – Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, 1997.
- SILVA, Renata Costa Ribeiro. Alteração da molhabilidade de superfícies internas de tubulações utilizadas no transporte de óleos pesados via core-flow. Dissertação (mestrado) – Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.
- SOARES, R. F.; CORSO, G.; LUCENA, L. S.; FREITAS, J. E.; SILVA, L. R. da; PAUL, G. & STANLEY, H. E. Distribution of shortest paths at percolation threshold: application to oil recovery with multiple wells. Physica A. 2004, v. 344. pp 739-747.
- STAROV, Victor M. e ZHDANOV, Vjacheslav. Effective permeability of porous media. Colloids and Surfaces. 2001.
- TAVARES, D. P. S. A.; FARIAS NETO, S. R. e LIMA, A. G. B. Escoamento multifásico em reservatórios de óleo pesado. V Congresso de Iniciação Científica da Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande: UFCG, 2008.
- WENDLAND, Edson. Modelos matemáticos e métodos numéricos em águas subterrâneas. Sociedade brasileira de matemática aplicada e computacional. São Carlos, 2004. 96p. Disponível no endereço: [http://www.sbmac.org.br/boletim/pdf\\_2003/livro\\_03\\_2004.pdf#search=%22po%C3%A7o%20%22escoamento%20em%20meios%20porosos%22%22](http://www.sbmac.org.br/boletim/pdf_2003/livro_03_2004.pdf#search=%22po%C3%A7o%20%22escoamento%20em%20meios%20porosos%22%22). Acessado em 06/10/06.
- YAO Hengshen; LI, Zhiping; ZHANG, Jianjun e GE, Hongjiang. Application of random theory in determining the optimum producing well numbers for oil and gas reservoirs. Computers and Mathematics with Applications. 2001, v. 41. pp1465-1471.