



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



RECUPERAÇÃO AVANÇADA NÃO-ISOTÉRMICA DE ÓLEOS PESADOS EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO VIA SIMULAÇÃO NUMÉRICA

Autor: Acto de Lima Cunha
Orientador: Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto
Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima

Campina Grande, 02 de Março de 2010

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

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

RECUPERAÇÃO AVANÇADA NÃO-ISOTÉRMICA
DE ÓLEOS PESADOS EM RESERVATÓRIOS DE
PETRÓLEO VIA SIMULAÇÃO NUMÉRICA

Autor: Acto de Lima Cunha

Orientadores: Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto
Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima

Curso: Mestrado em Engenharia Química

Área de Concentração: Desenvolvimento de processos químicos

Dissertação apresentada ao curso de Pós-Graduação em Engenharia Química,
como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia
Química.

Campina Grande, Março de 2010
PB-Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

C972r
2010

Cunha, Acto de Lima

Recuperação avançada não-isotérmica de óleos pesados em reservatórios de petróleo via simulação numérica /Acto de Lima Cunha. Campina Grande, 2010.

88 f.: il.

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

Orientadores: Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto e Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima.

Referências.

1. Óleo Pesados. 2. Escoamento em Meios Porosos. 3. Fator de Recuperação. 4. Simulação Numérica. I. Título.

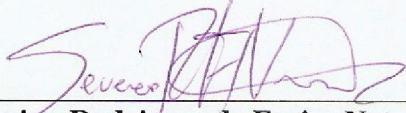
CDU 62-634.2 (043)

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

Dissertação de Mestrado

RECUPERAÇÃO AVANÇADA NÃO-ISOTÉRMICA
DE ÓLEOS PESADOS EM RESERVATÓRIOS DE
PETRÓLEO VIA SIMULAÇÃO NUMÉRICA


Dissertação **aprovada** em 02 março de 2010.



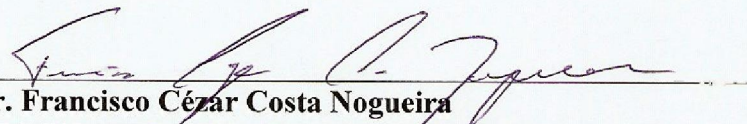
Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto
UFCG/CCT/UAEQ - Orientador



Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima
UFCG/CCT/UAEM – Orientador



Dr. Fernando Fernandes Vieira
UEPB/CCT/DQ – Examinador Externo



Dr. Francisco César Costa Nogueira
UFCG/CCT/UAEM – Examinador Externo

Campina Grande, Março de 2010

PB-Brasil

"Seja você quem for, seja qual for a posição social que você tenha na vida, a mais alta ou a mais baixa, tenha sempre como meta muita força, muita determinação e sempre faça tudo com muito amor e com muita fé em Deus, que um dia você chega lá. De alguma maneira você chega lá."

Ayrton Senna

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a meus pais Jasiel Oliveira Cunha e Maria Martins de Lima, que foram, são e sempre serão a motivação para eu prosseguir.

AGRADECIMENTOS

À Deus.

Aos meus pais, que sempre me apoiaram e que tornaram real a estrada que me trouxe até aqui.

A minha namorada, pelo amor, dedicação e companheirismo.

Ao Professor Severino Rodrigues de Farias Neto que é meu orientador desde a graduação, a qual admiro pela inteligência, profissionalismo e dedicação, esteve sempre disposto a ajudar nesta longa caminhada.

Ao Professor Antonio Gilson Barbosa de Lima pela orientação, sugestões e ensinamentos dados.

Aos professores (UEPB/CCT/DQ) Dr. Fernando Fernandes Vieira e Dr. Francisco Cézar Costa Nogueira por fazerem parte da banca examinadora e pela contribuição dada para melhoria deste trabalho.

Aos meus amigos de verdade, afastados pela vida, mas reaproximados pela amizade.

Ao meu amigo Enivaldo pela força e ajuda de sempre.

Aos amigos Amanda, Marcos Mesquita, George e Luis pela convivência quase diária, essencial nos momentos mais difíceis do mestrado.

A ANP, FINEP, CT BRASIL, MCT, CTPETRO, CNPq, PETROBRAS, JBR ENGENHARIA LTDA, RPCMOD e a UFCG pelo apoio financeiro na realização deste trabalho.

Ao PRH-25, na presença dos professores Francisco Antonio Moraes de Souza e Luciana Viana Amorim, pela concessão da bolsa de estudo e material necessário para realização desse trabalho.

A todos que, de alguma forma, colaboraram com a elaboração deste trabalho.

RESUMO

Cunha, Acto de Lima, **Recuperação Avançada Não-Isotérmica de Óleos Pesados em Reservatórios de Petróleo via Simulação Numérica**, Campina Grande: Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Campina Grande, 2010. 88 p. Dissertação (Mestrado).

A recuperação de óleos pesados via injeção de água é uma das técnicas mais utilizadas pela indústria de petróleo. A injeção de água quente no reservatório provoca alteração da viscosidade e mobilidade dos fluidos que proporciona aumento no fator de recuperação do petróleo. Neste sentido, este trabalho tem como objetivo estudar numericamente o processo de recuperação de óleos pesados em reservatório petrolífero via injeção de água. Simulações numéricas tridimensionais, transientes, considerando-se processo isotérmico e não-isotérmico, vazão mássica de água de injeção variável e a posição da seção de injeção de água (interior e superfície) no reservatório foram realizadas utilizando o pacote comercial ANSYS CFX 11, e seus efeitos, sobre o fator de recuperação de óleo avaliados. Resultados das distribuições de fração volumétrica e temperatura das fases no reservatório, bem como pressão, volume acumulados de óleo e fator de recuperação ao longo do processo são apresentados e avaliados. Foram consideradas a porosidade e permeabilidade constantes em toda parcela do reservatório e utilizou-se uma malha de injeção com seis poços injetores e dois produtores seguindo o esquema de cinco pontos ou “*Five spots*”. Verificou-se que o fator de recuperação de óleo variou com a temperatura e vazão mássica da água de injeção, e a localização da seção de injeção de água. Os resultados numéricos evidenciaram um aumento de 29% (caso não-isotérmico) e de 18% (caso isotérmico) no fator de recuperação quando se injetou água na superfície do reservatório quando comparado com a injeção interna no reservatório.

Palavras-Chaves:

Óleo pesados, escoamento em meios porosos, fator de recuperação, simulação numérica.

ABSTRACT

Cunha, Acto de Lima, **Non-isothermal enhanced recovery of heavy oils from reservoirs of oil by numerical simulation**, Campina Grande: Postgraduation in Chemical Engineering, Federal University of Campina Grande, 2010. 88p. Master's Dissertation.

The recovery of heavy oil by injection of water is one of the techniques most used by the oil industry. The injection of hot water in the reservoir changes the viscosity and mobility of the fluids, which helps to increase the oil recovery factor. Thus, this work aims to study numerically the process of recovering heavy oil from petroleum reservoir by water injection. Using the commercial package ANSYS CFX 11, the three-dimensional transient numerical simulations were performed. The effects of the variable mass flow rate of water injected and the position of the water injection section (inside and on the surface) in the reservoir, considering isothermal and non-isothermal process, were evaluated. Results of the volume fraction distributions and the reservoir phases' temperatures, as well as pressure, cumulative oil volume and oil recovery factor during the process are presented and evaluated. Porosity and permeability throughout the reservoir were considered as constant and according to the "Five spots" scheme a mesh of six injection and two producer wells was used. It was found that the oil recovery factor varied with the temperature, the flow rate of water injected and the location of water injection section. The numerical simulation results showed that the oil recovery factor increased by 29% (in a non-isothermal case) and by 18% (in a isothermal case) when water was injected on the surface of the reservoir compared to that of the internal injection of the reservoir.

Key Words:

Heavy oil, flow in porous media, recovery factor, numerical simulation.

SUMÁRIO

1.Introdução	1
1.1 Objetivo Geral	2
2. Revisão Bibliográfica	4
2.1 Aspectos teóricos sobre petróleo e reservatório de petróleo	4
2.2 Principais métodos de recuperação	8
2.3 Propriedades das rochas e fluidos	19
2.4 Escoamento em meios porosos	27
2.5 Estado da arte	26
3. Metodologia	34
3.1 Problema físico	34
3.2 Modelagem matemática	37
3.3 Estudo de casos	42
3.4 Geração da malha	45
4. Resultados e Discussão	48
4.1 Caso isotérmico	48
4.2 Caso não-isotérmico	59
5. Conclusões e sugestões para trabalhos futuros	66
5.1 Conclusões	66
5.2 Sugestões para trabalhos futuros	67
Referencias bibliográficas	68
Apêndice 1	76
Apêndice 2	88

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Esquema do processo de injeção de polímeros em reservatório.	14
Figura 2.2: Representação esquemática da captura e armazenamento de CO ₂ .	15
Figura 2.3: Injeção contínua de vapor, processo SAGD.	17
Figura 2.4: Esquema de um meio poroso com porosidade efetiva e não-efetiva.	20
Figura 2.5: Ilustração das diferenças entre permeabilidade e porosidade.	21
Figura 2.6: Rocha-reservatório contendo três fluidos: água, óleo e gás.	22
Figura 2.7: Elevação da água num tubo capilar.	24
Figura 2.8: Equilíbrio de forças na interface óleo-água.	24
Figura 2.9: Molhabilidade em sistema óleo-água.	25
Figura 2.10: Efeito da compactação natural sobre a porosidade.	26
Figura 2.11: Escoamento idealizado através de secções transversais do poro.	28
Figura 3.1: Parcela do reservatório referente ao domínio de estudo usado na simulação numérica.	35
Figura 3.2: Representação do reservatório usado na simulação.	36
Figura 3.3: Detalhe do poço no reservatório (injeção interna).	36
Figura 3.4: Detalhe do poço na superfície do reservatório (injeção na superfície).	37
Figura 3.5: Representação das condições de contorno sobre as fronteiras do reservatório.	40
Figura 3.6: Criação da geometria no ICEM-CFD.	46
Figura 3.7: Enumeração dos poços do reservatório: I injetor e P produtor.	47
Figura 3.8: Malha representativa do reservatório.	47
Figura 4.1: Planos verticais e na diagonal A e B passando pelos poços produtores e injetores.	49
Figura 4.2: Distribuição da fração volumétrica de água para diferentes vazões de injeção de água (a), (b), (c), (d), (e) e (f) nos planos da Figura 4.1 (t=24000 horas).	50
Figura 4.3: Distribuição da fração volumétrica de água sobre quatro planos verticais e na diagonal passando pelos poços injetores e produtores e um plano na horizontal a 1 cm da base do reservatório para diferentes vazões de injeção de água (t=24000 horas).	51
Figura 4.4: Volume de óleo recuperado em função do tempo.	52
Figura 4.5: Fator de recuperação em função do tempo.	53
Figura 4.6: Variação de pressão no poço injetor (I1) com o tempo.	54
Figura 4.7: Comportamento das vazões mássicas de água e óleo nos poços produtores ao longo do tempo.	55
Figura 4.8: Evolução da pressão nos poços produtores, para de injeção de 0,25 kg/s.	56
Figura 4.9: Fator de recuperação para pontos de injeção diferentes.	56

Figura 4.10: Evolução da fração volumétrica da água sobre um plano vertical passando por um poço injetor e dois produtores: (a) Injeção interna; (b) Injeção na superfície.	57
Figura 4.11: Posição do plano na parcela do reservatório.	58
Figura 4.12: Volume acumulado de óleo para pontos de injeção diferentes.	58
Figura 4.13: Evolução do fator de recuperação para diferentes números de <i>Nusselt</i> .	60
Figura 4.14: Distribuição da fração volumétrica da água sobre os planos verticais passando por todos os poços: (a) caso não-isotérmico; (b) caso isotérmico ($t = 24000h$).	61
Figura 4.15: Distribuição da temperatura da água (a) e do óleo (b) (K).	62
Figura 4.16: Distribuição de viscosidade dinâmica do óleo (Pa.s).	62
Figura 4.17: Distribuição de viscosidade dinâmica da água (Pa.s).	62
Figura 4.18: Variação da viscosidade média do óleo na saída dos poços produtores.	63
Figura 4.19: Variação de pressão nos poços produtores, para uma vazão de injeção de 0,25 kg/s.	64
Figura 4.20: Comparação entre o fator de recuperação, obtido com o método de injeção térmica interna e superficial. $Q=0,25$ kg/s e $Nu=2$.	65
Figura 4.21: Fator de recuperação para os métodos de recuperação estudados. $Q=0,25$ kg/s.	65
Figura A.1: Criação de pontos e curvas do primeiro poço: (a) Menu ICEM- CFD (b) Criação dos primeiros pontos	77
Figura A.2: Construção da superfície do poço: (a) menu ICEM CFD (b) superfície gerada (c) Superfícies do poço	78
Figura A.3: Menu <i>Transform Geometry</i> para cópia de entidades	79
Figura A.4: Criação e distribuição dos poços	80
Figura A.5: Criação das paredes do reservatório: (a) Distribuição dos pontos ao redor dos poços (b) Criação das paredes laterais do reservatório (c) Criação da superfície superior e inferior do reservatório	82
Figura A.6. Menus do ICEM- CFD: (a) Comando <i>Create Part</i> (b) Comando <i>Repair Geometry</i>	83
Figura A.7: Nomenclatura usada para as superfícies	84
Figura A.8: Criação do corpo material: (a) Comando <i>Create Body</i> do ICEM- CFD (b) Pontos escolhidos para criação do corpo material	85
Figura A.9: Menus do ICEM- CFD para geração da malha: (a) Comando <i>Global Mesh Setup</i> (b) Comando <i>Volume Meshing Parameters</i> (c) Comando <i>This Cuts</i> (d) Comando <i>Part Mesh Setup</i>	86
Figura A.10: Geração da Malha: (a) Menus do ICEM- CFD (b) Malha gerada	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Classificação de óleo segundo seu °API.	5
Tabela 3.1: Propriedades do óleo para os casos avaliados.	41
Tabela 3.2: Propriedades da água para os casos avaliados.	42
Tabela 3.3: Propriedades do meio poroso utilizadas na simulação.	42
Tabela 3.4: Estudos de casos utilizados na simulação considerando-se o método isotérmico.	43
Tabela 3.5: Estudo de casos utilizados na simulação considerando-se o método não-isotérmico.	43
Tabelas 4.1: Desvio entre os valores de fator de recuperação em vários instantes de tempo para os números de <i>Nusselt</i> utilizados.	60
Tabela A1.1: Definição dos pontos do poço.	76
Tabela A1.2: Definição de pontos para auxiliar na criação dos poços.	78
Tabela A1.3: Pontos utilizados para criar as fronteiras do reservatório.	81
Tabela A2.1: Quadro comparativo do fator de recuperação para os casos de injeção interna e na superfície.	88

NOMENCLATURA

Letras Latinas

a	Coeficiente de correção para geometria do meio poroso	[-]
b	Coeficiente de correção para geometria do meio poroso	[-]
C^{R1}	Coeficiente linear de resistência	[kg m ⁻³ s ⁻¹]
C^{R2}	Coeficiente de resistência quadrático	[kg m ⁻⁴]
F	Coeficiente de Forchheimer	[-]
K_{loss}	Coeficiente empírico de perda	[m ⁻¹]
H	Coeficiente adimensional	[-]
C_f	Compressibilidade efetiva	[Pa ⁻¹]
ρ	Densidade do Fluido	[kg m ⁻³]
d_p	Diâmetro da partícula	[m]
H	Entalpia	[m ² s ⁻²]
F_r	Fator de recuperação	[-]
x_n	Fração molar da espécie n	[-]
S^H	Fonte de quantidade de calor	[kg m ⁻¹ s ⁻³]
S_i^M	Fonte de quantidade de movimento linear	[kg m ⁻² s ⁻²]
Nu	Número de <i>Nusselt</i>	[-]
S_i^{spec}	Outras fontes de quantidade de movimento	[kg m ⁻² s ⁻²]
Δt	Passo de tempo	[h]
K	Permeabilidade absoluta do meio poroso	[m ²]
P	Pressão	[Pa]
P_c	Pressão capilar	[Pa]
P_o	Pressão na fase não-molhante	[Pa]
P_a	Pressão na fase molhante	[Pa]
RF_{r_j}	Resíduos do fator de recuperação	[-]
S_f	Saturação do fluido	[-]
$S_{o(t)}$	Saturação de óleo no instante de tempo t	[-]
$S_{o(t+\Delta t)}$	Saturação de óleo no instante de tempo $t + \Delta t$	[-]
S_w	Saturação de água	[-]

T	Temperatura	[K]
t	Tempo	[s]
\mathbf{K}	Tensor permeabilidade	[m ²]
s	Trajectoria de fluxo	[-]
Q	Vazão mássica	[kg s ⁻¹]
v_x	Velocidade na direção x	[m s ⁻¹]
v_y	Velocidade na direção y	[m s ⁻¹]
v_z	Velocidade na direção z	[m s ⁻¹]
v_s	Velocidade aparente do fluido	[m/s]
\vec{U}	Vetor velocidade	[m s ⁻¹]
\vec{U}_i	Vetor velocidade superficial	[m s ⁻¹]
V_T	Volume Total	[m ³]
V_P	Volume poroso	[m ³]
V_S	Volume do sólido	[m ³]
V_f	Volume do fluido	[m ³]
V_{Tf}	Volume total de fluidos	[m ³]
$V_{o(t)}$	Volumes de óleo no instante de tempo t	[m ³]
$V_{o(t+\Delta t)}$	Volumes de óleo no instante de tempo $t + \Delta t$	[m ³]

Letras Gregas

ρ	Densidade	[kg.m ⁻³]
ϕ	Porosidade	[-]
μ	Viscosidade dinâmica	[Pa.s]
μ_n	Viscosidade do componente n	[N.s m ⁻²]
μ_e	Viscosidade efetiva	[N. s m ⁻²]
σ_{ao}	Tensão interfacial entre a água e óleo	[N.m ⁻¹]
σ_{ar}	Tensão interfacial entre a água e o sólido	[N.m ⁻¹]
σ_{or}	Tensão interfacial entre o óleo e o sólido	[N.m ⁻¹]
Γ_e	Condutividade térmica efetiva	[kg m ⁻¹ s ⁻¹]
γ	Peso específico do fluido	[kg kmol ⁻¹]
Φ	Potencial de fluxo	[-]

CAPÍTULO 1 - Introdução

Neste capítulo será dado um direcionamento facilitando, assim, o entendimento dos principais temas a serem abordados, ressaltando a importância da realização deste trabalho e objetivos a que se propõe.

Na indústria de petróleo, as atividades de exploração, perfuração, completção e produção de uma jazida exigem grandes investimentos. Nesse sentido, os profissionais que atuam nessa área se deparam com situações em que necessitam realizar difíceis escolhas, isto é, tomar decisões que envolvem milhões de dólares.

As empresas de petróleo tem demonstrado cada vez mais interesse no desenvolvimento de campos maduros ou de óleo pesado e ultra-viscoso. Em virtude disso, a definição da estratégia de produção tornou-se uma tarefa muito importante, uma vez que dela depende o fator de recuperação dos reservatórios que irá influenciar a análise econômica para a definição da atratividade de cada projeto. O interesse no desenvolvimento destes tipos de campos de petróleo pode ser atribuído a três fatos importantes: a) na atual situação econômica, muitos destes reservatórios de óleos pesados podem ser explorados satisfatoriamente; b) as fontes ou reserva de óleos pesados são abundantes e c) observa-se uma crescente escassez do óleo convencional¹

¹ Óleo com baixa viscosidade

(Chen, 2006). Logo, os óleos pesados terão, um papel importante na indústria de petróleo e muitos países estão se movimentando para aumentar sua produção, revisar suas estimativas e testar novas tecnologias.

Nessa conjuntura, a simulação computacional tem grande aplicação na área da engenharia de reservatórios; o uso de um simulador numérico permite a obtenção de informações sobre o desempenho de um campo ou reservatório sob diversos esquemas de produção, de modo que podem ser determinadas as condições ótimas para a produção de petróleo. Mais especificamente, pode ser analisado o comportamento de um reservatório quando sujeito à injeção de diferentes tipos de fluido, a exemplo da água ou gás, de forma que o óleo seja forçado a se deslocar-se em direção aos poços produtores. Pode-se também observar a injeção de água quente ou vapor d'água visando a redução da viscosidade do petróleo, facilitando assim, o escoamento do mesmo até em consequência de um aumento de sua mobilidade.

Na literatura são encontrados muitos trabalhos (Barillas *et al.*, 2005; Mimbela *et al.*, 2006; Galvão *et al.*, 2008; Barillas *et al.*, 2008; Costa *et al.*, 2008;) voltados ao estudo numérico dos métodos de recuperação de óleo de um reservatório de petróleo utilizando o software STARS da CMG (Computer Modelling Group), mas praticamente não existem trabalhos numéricos utilizando o pacote computacional ANSYS CFX, baseada em CFD (Computational fluid dynamics). O estudo numérico do processo de recuperação avançada de óleo em reservatório de petróleo tem sido largamente empregado nos últimos anos como um método estratégico para previsões mais precisas, em especial, o efeito da temperatura sobre as condições de escoamento visando, por exemplo, à manutenção ou o aumento da produção de óleo pesado. Por esta razão o presente trabalho pretende dar uma contribuição para a área acadêmica e/ou indústria do petróleo com um estudo numérico da recuperação de óleos pesados via injeção de água.

1.1 Objetivo Geral

Estudar numericamente a recuperação não-isotérmica de óleos pesados e ultra-viscosos de um reservatório petrolífero tridimensional, e com forma arbitrária.

Como objetivos específicos pode-se citar:

- 1) Modelar matematicamente o problema do escoamento bifásico não-isotérmico, água e óleo em um reservatório petrolífero de geometria arbitrária;
- 2) Estudar a distribuição de pressão, fração volumétrica e temperatura no interior do reservatório, assim como os perfis de produção e o fator de recuperação.
- 3) Estudar a influência da localização da seção de injeção de fluido nos poços injetores.
- 4) Analisar a influência da variação da temperatura sobre as variáveis termofísicas e sua consequência no fator de recuperação de óleo.

CAPÍTULO 2 – Revisão Bibliográfica

Neste capítulo serão abordadas e relatadas as experiências apresentadas por diversos autores que possibilitaram um melhor entendimento do assunto proposto, onde se enfatiza alguns temas, tais como: as características dos fluidos envolvidos na indústria do petróleo, dando ênfase aos óleos ultra-viscosos, e a influência das propriedades dos fluidos e do meio poroso no escoamento multifásico em reservatório de petróleo.

2.1 Aspectos teóricos sobre petróleo e reservatório de petróleo

2.1.1 Petróleo

O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos (composto de carbono e hidrogênio, com menores parcelas de enxofre, nitrogênio e oxigênio), gerado a partir da transformação da matéria orgânica acumulada nas rochas sedimentares, quando submetida às condições de temperatura e pressões adequadas e o tempo geológico atuante no ambiente profundo de sedimentação (Atlas, 2005).

São reconhecidas três fases na evolução da matéria orgânica em função do aumento de temperatura: diagênese, catagênese e metagênese. A diagênese se dá após a deposição da matéria orgânica, sob pequenas profundidades e baixas temperaturas, resultando na transformação da matéria orgânica original em querogênio. Durante a diagênese, o metano é o único hidrocarboneto gerado em quantidades significativas. Na catagênese, o querogênio é submetido a temperaturas ainda maiores (da ordem de 65 a 165°C), o que resulta na formação sucessiva de óleo, condensado e gás úmido. O final da catagênese é alcançado no estágio em que o querogênio completou a perda de suas cadeias alifáticas. Na metagênese, alcançada sob temperatura muito elevadas (acima de 165-210°C), a matéria orgânica é representada basicamente por gás seco (metano), grafite, gás carbônico, e resíduo de gás metano (Magalhães 1999).

Dependendo de sua densidade, os óleos são classificados pelo American Petroleum Institute (API) em vários graus, sendo que os com maior graduação são os melhores. Segundo Queiroz (2006) pode-se considerar óleo pesado, como sendo aqueles que apresentam alta viscosidade em condições de reservatório, que não flui com facilidade. Alguns órgãos sugerem uma classificação baseada no °API, conforme Tabela 2.1.

Tabela. 2.1– Classificação de óleo segundo seu °API.

Órgãos	°API (Grau API)			
	Óleo leve	Óleo médio	Óleo pesado	Óleo ultrapesado
OPEP	32	26 – 32	10,5 – 26	10,5
Petrobras offshore	32	19 – 32	14 – 19	14
Petrobras onshore	32	18 – 32	13 – 18	13
ANP/Brasil	31,1	22,3 – 31,1	12 – 22,3	12

2.1.2 Reservas e produção de petróleo convencional e não convencional

A maior parte dos recursos de petróleo do mundo corresponde a hidrocarbonetos viscosos e pesados. Segundo Alboudwarej (2007), as estimativas do total de reservas de petróleo no mundo oscilam entre 9 a 13 trilhões de barris, incluindo óleos pesados, ultrapesados e o betume (óleos não convencionais) que, somados apresentam cerca de 70% dos recursos petrolíferos. As reservas mundiais de petróleo convencional (óleo

leves) comprovadas, que representam 30% de todos os recursos petrolíferos. As reservas provadas são quantidades comercialmente recuperáveis de petróleo, estimadas a partir de dados geológicos e/ou de engenharia com elevado grau de certeza. Consideram-se óleos não convencionais aqueles recursos que foram identificados, mas que, por suas características geológicas, requerem tecnologias alternativas de exploração e transporte, com custos de produção, em geral, superiores aos custos do petróleo convencional. De acordo com Kooper *et al.* (2007), as estimativas de reservas dos óleos não convencionais no planeta oscilam entre 6 a 9 trilhões de barris. Os óleos pesados representam cerca de 15% das reservas estimadas. Já a sua quantidade em relação às reservas comprovadas gira em torno dos 550 bilhões de barris, sendo o continente americano a região com as maiores jazidas, em torno de 61% do montante.

Os recursos petrolíferos não-convencionais incluem hidratos de gás, areias betuminosas, xistos betuminosos entre outros. Muitos países no mundo têm grandes depósitos de areias betuminosas, incluindo os Estados Unidos, Rússia e vários países do Oriente Médio. No entanto, maiores depósitos do mundo ocorrem em dois países: Canadá e Venezuela, cada qual tem reservas de areias betuminosas aproximadamente iguais ao total de reservas mundiais de petróleo convencional. Areias betuminosas podem representar até dois terços dos recursos de petróleo total do mundo, com no mínimo 1,7 trilhão de barris ($270 \times 10^9 \text{ m}^3$) no campo de Athabasca no Canadá, e 513 bilhões de barris recuperável ($8,16 \times 10^{10} \text{ m}^3$) no campo de areias betuminosas de Orinoco (Venezuela). Os óleo destes tipo de reservatório têm grau API no intervalo entre 5 e 15 ° e geralmente ocorrem dentro de rochas altamente porosa (National Energy Board of Canada, 2007).

As estimativas de 2005 para xistos betuminosos indicavam um total de recursos mundiais de 411 bilhões de toneladas - o suficiente para produzir 2,8 a 3,3 bilhões de barris ($520 \times 10^7 \text{ m}^3$) de óleo de xisto. Os maiores depósitos de xisto betuminosos do mundo estão localizados nos Estados Unidos na formação de Green River, que abrange partes do Colorado, Utah, e Wyoming; depósitos nos Estados Unidos constituem 62% dos recursos do mundo, juntos, os Estados Unidos, Rússia e Brasil respondem por 86% dos recursos do mundo em termos de teor de óleo de xisto. No grau comercial, a proporção de matéria orgânica a matéria mineral no xisto betuminoso fica entre 0,75:5 e

1,5:5. Ao mesmo tempo, a matéria orgânica em xisto betuminoso tem uma razão atômica de hidrogênio para carbono (C/C) cerca de 1,2 a 1,8 vezes inferior à do petróleo bruto e cerca de 1,5 a 3 vezes maior do que para os carvões (Andrews, 2006).

2.1.3 Reservatório de petróleo e o processo de migração

O petróleo após ser gerado é eventualmente expulso e acumulado em uma rocha que é chamada de rocha reservatório. O volume total ocupado por uma rocha reservatório é a soma do volume dos materiais sólidos (grãos, matriz e cimento) e do volume dos espaços vazios, também chamado de volume poroso. Os principais tipos de rochas reservatório são: arenitos e conglomerados.

O processo de expulsão do petróleo das rochas geradoras, fator essencial para a formação das acumulações comerciais, é denominado de migração primária, acredita-se que a migração primária é controlada basicamente pelo aumento de pressão nas rochas geradoras em resposta à progressiva compactação e à expansão volumétrica ocasionada pela formação do petróleo. Deste modo, forma-se um gradiente de pressão entre a rocha geradora e as camadas adjacentes, favorecendo a formação de microfaturas e o deslocamento de fases discretas de hidrocarbonetos (Magalhães 1999).

O deslocamento do petróleo entre a rocha geradora e a rocha reservatório é denominada de migração secundária. Consiste em um fluxo em fase contínua, impulsionado pelo gradiente de potencial de fluido. Segundo Corrêa (2003), este potencial pode ser subdividido em três componentes: (a) o desequilíbrio de pressão causado pela compactação, (b) a flutuabilidade, que consiste na força vertical resultante da diferença de densidade entre petróleo e água de formação; e (c) a pressão capilar, resultante da tensão interfacial entre as fases petróleo e água e as rochas.

Para o deslocamento dos fluidos no reservatório, um gradiente de pressão surge quando o fluido presente nas adjacências do poço tende, então, a se despressurizar devido ao contato com uma zona de pressão inferior, muito embora o contato com o fluido do resto do reservatório tenta manter sua pressão. A expansão dos fluidos ocorre em conjunto com uma contração do volume poroso e, deste modo, o volume adicional, decorrente da expansão, escoar para o poço. Com isto, a despressurização se propaga no

reservatório e a forma de resposta do reservatório a essa queda de pressão determina o mecanismo natural de produção. Neste caso, a quantidade de óleo que pode ser recuperada varia de acordo com as características do reservatório (Thomas, 2001).

Neste sentido, para que um reservatório seja considerado comercialmente produtivo, tem-se que ter as seguintes condições:

- Deve ser um bloco de rocha que tenha porosidade suficiente para conter os fluidos do reservatório e que tenha uma permeabilidade capaz de permitir os seus deslocamentos;
- Deve conter óleo ou gás em quantidades comerciais, observando que quanto mais leve o óleo maior seu valor comercial;
- Deve ter uma força natural para o deslocamento dos fluidos, geralmente, gás ou óleo sob pressão.

2.2 Principais métodos de recuperação

No período de início de produção de um reservatório através de um poço perfurado, a pressão na vizinhança do poço cai. Esta queda de pressão é transferida para todo o reservatório, provocando o deslocamento do fluido. À medida que a pressão no interior do reservatório vai caindo, o óleo, a água se expande e a rocha se contrai; a combinação destas expansões e contrações é responsável pela produção de uma parcela do óleo originalmente existente no reservatório. Com o decorrer da produção, a energia do reservatório começa a declinar, ou seja, faz com que as vazões de produção e a pressão no interior do reservatório diminuam com o tempo. Em virtude disso, devem-se utilizar métodos de recuperação alternativos que visam a manutenção da pressão no reservatório com o objetivo de manter ou aumentar a produção de petróleo. De forma resumida, tais métodos visam aumentar e acelerar a produção de petróleo, minimizando os efeitos nocivos da dissipação da energia no interior do reservatório. Estas técnicas de recuperação são conhecidas como: técnicas de recuperação primária, secundária e terciária.

2.2.1 Recuperação primária

É um processo natural, onde os fluidos contidos em uma rocha reservatório devem dispor de certa quantidade de energia para que possam ser produzidos. Essa energia, que recebe o nome de energia natural ou primária, é o resultado de todas as situações e circunstâncias pelas quais a jazida passou até se formar completamente. Para conseguir vencer toda a resistência oferecida pelos canais porosos (com suas tortuosidades e estrangulamentos) e se deslocar para os poços de produção é necessário que os fluidos contidos na rocha tenham certa quantidade de pressão. A situação atual do reservatório, levando-se em conta todo o ambiente composto pela rocha reservatório e seus fluidos, bem como pelas suas vizinhanças, é o que fornece a energia necessária para a produção de fluidos (Barillas, 2005). Segundo Bressan (2008) na recuperação primária, o fator de recuperação máximo de óleo original de um reservatório de petróleo é de 15%.

Para que haja produção de fluidos é necessário que outro material venha a substituir o espaço poroso ocupado pelos fluidos produzidos. De um modo geral a produção de fluidos é devida a dois efeitos principais: (1) a descompressão, que causa a expansão dos fluidos contidos no reservatório e a contração do volume poroso; e (2) o deslocamento de um fluido por outro fluido, por exemplo, devido a invasão da zona de óleo pela água nos interstícios da rocha. Ao conjunto de fatores que fazem desencadear esses efeitos dá-se o nome de mecanismos de produção de reservatórios. Os principais mecanismos de produção de reservatórios são: mecanismo de gás em solução, mecanismo de capa de gás e mecanismo de influxo de água (Rosa *et al.*, 2001; Barillas, 2005).

2.2.2 Recuperação secundária

Nos métodos convencionais de recuperação de petróleo (recuperação secundária) utiliza-se o gás natural ou a água como fluidos de injeção. Segundo Queiroz (2006), esta injeção tem o objetivo de manter a pressão no reservatório e deslocar o óleo para fora dos poros da rocha, buscando-se um comportamento puramente mecânico. A água de injeção utilizada pode ser encontrada na natureza ou oriunda de algum processo, como:

- a) água subterrânea coletada em mananciais de subsuperfície, por meio de poços perfurados para este fim;
- b) água de superfície coletada em rios, lagos e etc.;
- c) água do mar;
- d) água produzida, isto é, a água que vem associada à produção de petróleo.

Freqüentemente, antes de ser injetada, a água, é submetida a um tratamento. Um exemplo de tratamento de água para injeção em reservatórios de petróleo é o realizado para as águas associadas à produção do próprio petróleo. O processo começa com o petróleo extraído do solo, que chega misturado à água. O líquido vai para um tanque de separação natural. É deixado ali até que o óleo flutue e a água fique embaixo, em função da diferença de densidade entre os dois. Depois é levado para outro separador, que usa o mesmo sistema do anterior. A água segue para o flotador onde são injetados jatos de ar na mistura. As bolhas de ar, ao entrarem em contato com as gotas de óleo, migram para seu interior, fazendo com que ele suba mais rápido, sua densidade é diminuída em cerca de mil vezes. Depois a água é filtrada: primeiro em um filtro comum, à base de areia ou carvão, semelhante aos caseiros. Em seguida, vai para um filtro catiônico, com resinas que vão retirar o cálcio e o magnésio, que podem causar incrustações, para em seguida ser injetada de volta para o reservatório. Os processos de tratamento de água utilizadas para recuperação de óleo podem variar, dependendo das propriedades do reservatório e dos fluidos nele existente.

Segundo Bressan (2008) na recuperação secundária, o fator de recuperação máximo de óleo de um reservatório de petróleo fica entre 20 e 35%.

§ Injeção de água

A injeção de água tem sido um método de recuperação de petróleo muito usado na indústria do petróleo, todavia observa-se alguns problemas associados a este método, por exemplo, a perda da injetividade. Diferentes procedimentos têm sido propostos visando minimizar os efeitos da perda de injetividade, como por exemplo, a injeção acima da pressão de fratura, que consiste em injetar água com pressão suficiente para

criar canais de alta condutividade com o objetivo de restaurar a injetividade inicial do poço. Todavia, de acordo com Moreno *et al.* (2007), a injeção de água acima da pressão de fratura pode gerar benefícios em relação à perda de injetividade, mas pode ser desfavorável em relação à eficiência do processo de injeção, uma vez que a fratura pode gerar canais preferenciais de escoamento em direção ao poço produtor, aumentando o corte de água.

Cordeiro *et al.* (2007) utilizando o CFX-10, estudaram o comportamento da frente de avanço de água no reservatório acompanhando a queda da injetividade do poço com o decorrer do tempo. Os autores usaram como condição de contorno na entrada uma pressão de injeção variando de 50 à 200 atm, e observaram que para P's maiores, os efeitos sobre a vazão e a frente de avanço no escoamento tornam-se acentuados. A injeção de água ocasionou um crescimento significativo nas vazões de produção.

Entretanto, Smith (1966) explica que a eficiência de varrido pode ficar comprometida com a presença de fraturas geradas quando a pressão de injeção atingir a pressão de fratura da formação. O autor comenta que os primeiros estudos da influência da presença de fraturas induzidas pela injeção de água acima da pressão de fratura na eficiência de varrido do reservatório foram feitos por Crawford e Collins. Os autores estudaram o efeito de uma fratura vertical num arranjo do tipo linha direta. Verificaram que quando a fratura se prolonga na direção do poço produtor, a eficiência de varredura pode variar desde zero, quando a fratura se espalha por toda sua extensão entre os poços, até um valor de eficiência alto, correspondente a um comprimento de fratura não muito apreciável.

Segundo Costa (2008) a eficiência de varrido depende da orientação e do tamanho da fratura. A perda de produção pode ser de 10 a 80% caso a direção da fratura hidráulica ou natural não seja considerada no planejamento de alocação de poços.

Outro problema que pode ser destacado está associado ao fato de que o petróleo é mais viscoso e menos denso que a água e esta última, tende a se deslocar mais rapidamente do que o óleo. Como consequência, observa-se o aparecimento dos

chamados “*fingers*” (deslocamento da água no reservatório na forma de dedos) devido à diferença de viscosidade e densidade entre os fluidos (Nogueira *et al.*, 2005). Mariano *et al.* (2007) usaram uma célula de Hele-Shaw para avaliar os fatores que influenciam no aparecimento dos “*fingers*” e constataram que as propriedades físicas como tensão superficial, viscosidades, molhabilidade e capilaridade interferem diretamente na estabilidade da interface água-óleo. Além da força gravitacional, a composição da água influencia o fenômeno; quanto maior a força gravitacional ou maior a concentração de sal, maior o número de “*fingers*” formados. Além disso, a distância entre as paredes dos poros é o fator mais significativo na formação dos “*fingers*”.

§ Injeção de gás

Nos processos de produção por injeção de gás, o *gas-lift* é considerado o método padrão de elevação artificial devido a seu vasto campo de aplicação, além de ser o método que mais tem semelhanças ao processo de fluxo natural. Seu único requisito básico é que exista uma quantidade de gás comprimido disponível que seja economicamente viável. É um método versátil que em termos de vazão e profundidade é indicado para poços que produzem fluidos com alto teor de areia e elevada razão gás-líquido; exige investimentos relativamente baixos para poços profundos, com baixos custos de instalação e manutenção quando comparados aos dos demais métodos (Thomas, 2001).

2.2.3 Recuperação terciária

A recuperação avançada ou terciária de petróleo (EOR - Enhanced Oil Recovery) corresponde ao processo de injeção de materiais normalmente estranhos aos presentes no reservatório. Segundo Bressan (2008) na recuperação terciária, o fator de recuperação máximo de óleo de um reservatório de petróleo fica entre 40 a 45%.

Com pequenas exceções, os métodos de recuperação avançada de petróleo (EOR) podem ser classificados em três categorias: químicos, solventes ou térmicos (Barillas, 2005; Albuquerque *et al.*, 2007). Entre os químicos, pode-se citar a injeção de polímeros, tensoativo e de produtos alcalinos. A injeção de solventes engloba os casos

de hidrocarboneto miscível, CO₂ miscível ou imiscível, nitrogênio e gás de combustão (miscível ou imiscível). Os métodos térmicos incluem a injeção de vapor, água quente e combustão “in situ”. O deslocamento de óleo por gases condensados, líquidos aquecidos ou agentes químicos envolve processos físico-químicos complexos. Os métodos de recuperação avançada de petróleo provocam transformações termodinâmicas e hidrodinâmicas no meio poroso (mudanças de fase não-isotérmicas e transferência de massa). Logo, a composição do fluido injetado tem um importante papel nos resultados do processo. Esses fenômenos são descritos por diferentes teorias físicas, porém, nos processos de recuperação avançada de petróleo eles ocorrem de forma acoplada.

Normalmente essa técnica é aplicada quando fluidos injetados na recuperação secundária tendem a percorrer as regiões mais permeáveis, deixando quantidades substanciais de óleo nas formações rochosas (Vossoughi, 2000; Tomas *et al.*, 2001). Como resultado tem-se a produção excessiva de água e baixa eficiência na recuperação do óleo, tornando, inviável a exploração da jazida pelo poço afetado.

§ Métodos químicos

Uma das técnicas de recuperação terciária é a injeção de solução polimérica. Esses polímeros são utilizados com o intuito de gerar um aumento de viscosidade da água na formação, diminuindo, dessa forma, a sua mobilidade. O fluido injetado em vez de escolher caminhos preferenciais e se dirigir rapidamente para os poços de produção, se difunde mais no meio poroso, aumentando a eficiência de varrido (Albuquerque *et al.*, 2007; Moreno, 2007).

Correia *et al.* (2005) estudaram o comportamento reológico de polímeros isolados e blendas formadas por esses polímeros de forma a detectar uma possível interação e sinergismo entre os mesmos, possibilitando novas funcionalidades, podendo reduzir assim a quantidade de polímeros necessária para obtenção de uma determinada viscosidade, reduzindo os custos. Verificaram que em algumas blendas houve um aumento de viscosidade nas temperaturas de 55 e 65°C.

Existem casos de recuperação avançada de petróleo que envolve a injeção de mais de um fluido, denominada de injeção múltipla. Nesse caso, um volume relativamente menor de uma substância química é injetada para mobilizar o óleo. Este primeiro banco injetado é deslocado por um grande volume de outro fluido mais barato.

O objetivo da segunda injeção é promover o deslocamento de forma eficiente do primeiro banco químico injetado com a menor deterioração possível. A Figura 2.1 ilustra um esquema do método de recuperação avançada com injeção múltipla (Montalvo, 2008).

Outro método químico corresponde à utilização de uma solução micelar que, segundo Rosa *et al.* (2001), pode ser descrita como sendo uma micro-emulsão. Barillas *et al.* (2007) descrevem qual o método consiste em injetar uma solução aquosa de surfactante e depois de polímero, que promovem o deslocamento do óleo residual através da redução da tensão interfacial entre os fluidos contidos no reservatório devido ao surfactante. O polímero, por sua vez, favorece a redução da razão de mobilidade entre o óleo e a água. Esta técnica tem se revelado eficiente em reservatórios com permeabilidades não muito baixas e vem sendo utilizada na indústria do petróleo.

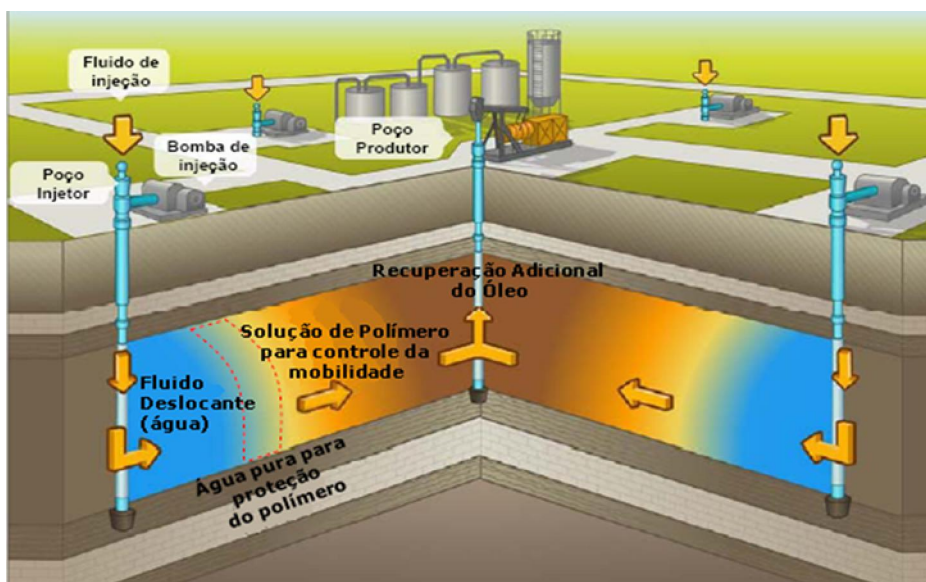


Figura 2.1 – Esquema do processo de injeção de polímeros em reservatório.

Fonte: Montalvo (2008).

§ Método miscível

O método miscível pode ser definido como um processo de recuperação de óleo caracterizado pela ausência de interface entre os fluidos deslocante e deslocado. A importância desse processo está relacionada com a sua habilidade em reduzir as forças capilares e interfaciais que, do contrário, causariam a retenção do óleo no reservatório. Dois ou mais fluidos são ditos miscíveis se, misturados em quaisquer proporções, produzem um sistema homogêneo, ou seja, composto de uma única fase, contudo, a miscibilidade entre dois líquidos depende da sua semelhança química e das condições de pressão e temperatura (Rosa *et al.*, 2001).

A tecnologia de “seqüestro de carbono” é uma das alternativas para o problema das mudanças climáticas. Esta captura é feita a partir de fontes industriais antes de sua emissão à atmosfera. Depois de capturado, comprimido e transportado, o CO₂ pode ser armazenado em reservatórios geológicos de hidrocarbonetos, com características para recuperação avançada de petróleo e gás, como pode ser visto na Figura 2.2. Segundo Silva (2008), esses reservatórios têm a capacidade de reter fluidos e gases por longo prazo. A técnica de injeção de CO₂ para recuperação avançada de óleo é prática comum na indústria de petróleo e pode ser utilizada no seqüestro de carbono.

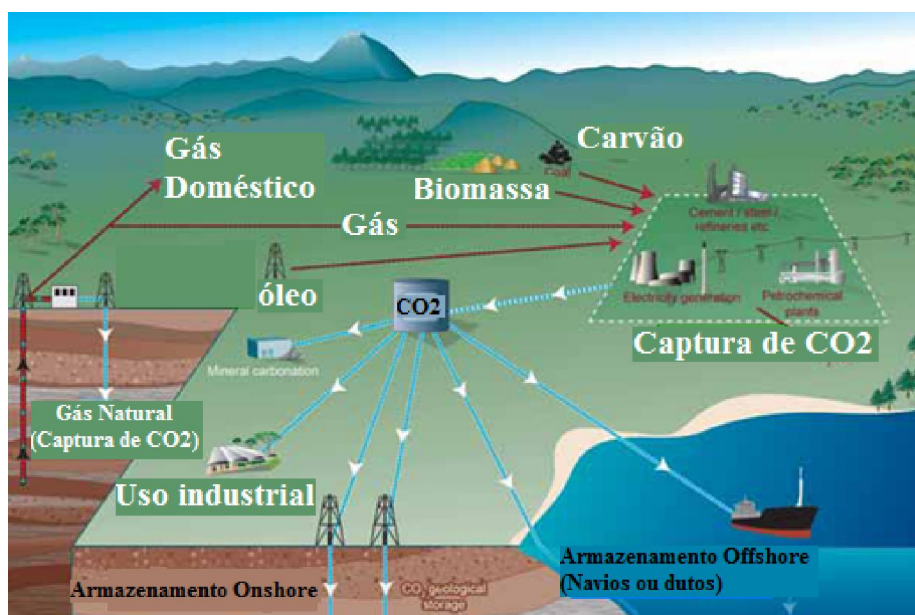


Figura 2.2 - Representação esquemática da captura e armazenamento de CO₂.

Fonte: Metz *et al.* (2005).

§ Métodos térmicos

a) Injeção cíclica de vapor

A injeção cíclica de vapor é aplicada para reforçar a recuperação primária de reservatórios de óleos viscosos. É uma técnica de estimulação que, através da redução de viscosidade e efeitos de limpeza ao redor do poço, ajuda a energia natural do reservatório à expulsar o óleo. Esse método térmico consiste de três fases distintas: período de injeção, de espera e de produção. A injeção de um determinado volume de vapor é frequentemente seguida por um período de espera para que o calor injetado seja melhor distribuído a uma maior parte do reservatório. O poço entra em produção, até que o ciclo seja repetido. A cada ciclo o processo torna-se menos eficiente, resultando cada vez em vazões menores de óleo. Os ciclos são repetidos até atingir o limite econômico (Rosa *et al.*, 2001).

Queiroz (2006) estudou a influência de algumas propriedades da rocha reservatório e de processo na injeção cíclica de vapor, a fim de se estudar o número ideal de ciclos para se ter viabilidade econômica no método de recuperação e otimização do processo. Usando o simulador STARS da CMG, o autor observou que a viscosidade e a permeabilidade da rocha influenciaram diretamente na produção acumulada de óleo, e conseqüentemente no fator de recuperação. Quanto maior a permeabilidade ou a viscosidade maior o fator de recuperação. Observou também que o efeito mais significativo no processo foi a espessura do reservatório, afetando significativamente a produção acumulada de óleo.

b) Injeção contínua de vapor

Segundo Barillas (2005) uma forma de injeção contínua de vapor que vem sendo estudada e utilizada é o processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção de vapor, conhecido por processo SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage).

Neste tipo de injeção, usa-se a seguinte configuração: poço superior como injetor e o poço inferior como produtor, conforme está representado na Figura 2.3. O

vapor é introduzido continuamente próximo ao fundo do reservatório pelo poço injetor que tende a subir. Em contraposição, o vapor condensado e o óleo aquecido tendem a descer. Todo o vapor que entra na formação, após sua condensação através do contato com o reservatório frio, juntamente com o óleo mobilizado, escoam pela interface óleo-vapor onde está sendo criada a câmara de vapor. O óleo, aquecido pela condução do calor, tem sua viscosidade reduzida, o que permite escoar por gravidade para o poço produtor. Como a saturação decresce, o espaço de onde esse óleo foi removido é ocupado pelo vapor (Butler e Stephens, citados por Moreira e Trevisan, 2007).

Na injeção contínua de vapor assistida pela drenagem gravitacional, um dos principais fatores é o mecanismo de produção natural devido à ação da força gravitacional. Juntamente com o fato do poço horizontal possuir um maior contato com a formação em toda a extensão, o mecanismo proporciona uma rápida cobertura de todo o volume do reservatório e uma maior recuperação em menor tempo (Moreira e Trevisan, 2007).

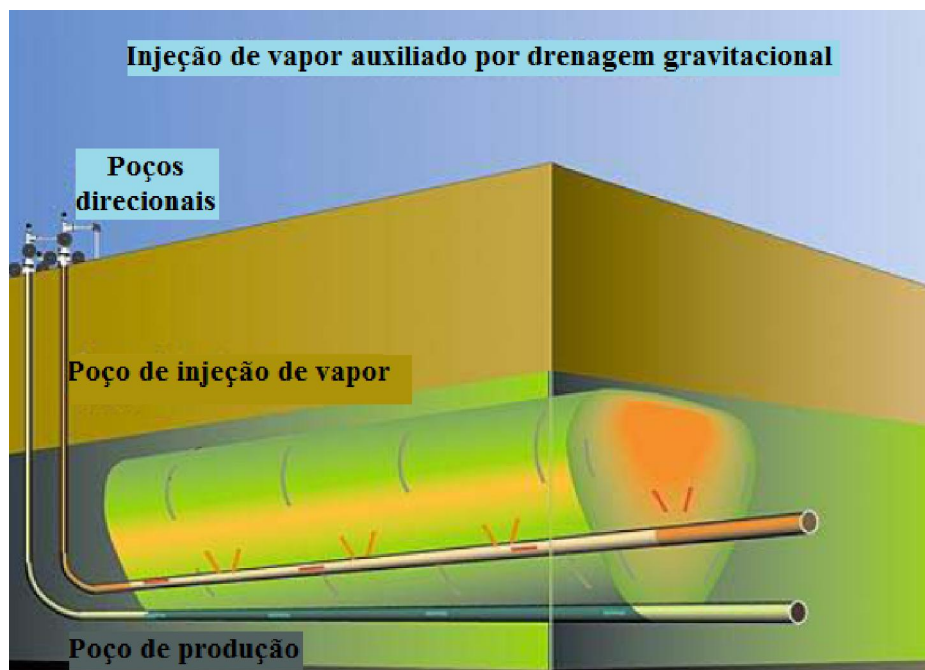


Figura 2.3 - Injeção contínua de vapor, processo SAGD.

Fonte: Vidal (2006).

c) Combustão “*in situ*”

A combustão “*in situ*” ocorre quando o calor é gerado dentro do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo ali existente, aquecendo a rocha, diminuindo a viscosidade do óleo e facilitando sua migração para o poço (Barillas, 2005).

A ignição do óleo no reservatório é o primeiro requisito para a combustão “*in situ*”. Em muitos reservatórios a ignição é espontânea e em outros requer aquecimento. A reação química entre o oxigênio do ar injetado e o óleo do reservatório gera calor mesmo sem combustão. Dependendo da composição do óleo, a velocidade deste processo de oxidação pode ser suficiente para desenvolver temperaturas que podem levar à ignição do óleo. Se não, a ignição pode ser auxiliada pelo uso de aquecedores de fundo, pré-aquecendo o ar de injeção ou por meio de injeção de ar com um produto químico oxidável, tal como óleo de linhaça (Rosa *et al.*, 2001).

d) Injeção de água quente

Segundo Naveira (2007), a estimulação cíclica do reservatório através da injeção de água quente é similar à injeção cíclica de vapor, entretanto, esta possui menor eficiência, pois a temperatura alcançada com a injeção de água quente é bem inferior à temperatura atingida pelo vapor, sendo necessário um volume muito grande de água para elevar a temperatura do reservatório. A água quente tem calor sensível e é rapidamente perdido, fazendo com que a água esfrie quando em contato com o reservatório, enquanto que o vapor (que tem calor sensível e latente) só começa diminuir a temperatura quando a última gota de vapor se condensa (no caso do calor sensível ser saturado).

A injeção de água quente vem sendo preferencialmente utilizada para os seguintes casos:

- Regiões sensíveis à água doce que apresentam problemas de inchamento de argilas.

- Formações muito profundas que levariam a condensação do vapor injetado antes deste alcançar o reservatório.

- Reservatórios que foram submetidos a um longo tempo de injeção de água convencional, sendo necessário um grande volume de vapor para aquecer e deslocar grandes quantidades de água.

2.3 Propriedades das rochas e fluidos

No estudo de um reservatório de petróleo é de extrema importância o conhecimento de propriedades básicas da rocha e dos fluidos nela contidos, tais como porosidade, permeabilidade, saturação dos fluidos, capilaridade, etc. Estas propriedades possibilitam a medida do espaço entre os grãos que constituem as rochas, as quantidades destes fluidos existentes no meio poroso, a forma como estão distribuídos, a capacidade de se moverem e a mais importante de todas, a quantidade de fluidos que pode ser extraída. A maioria dessas propriedades pode ser obtida não só através de medidas diretas em laboratório, mas também através de perfis ou correlações empíricas (Tomas *et al.*, 2001). A seguir listam-se algumas delas.

a) Porosidade

A porosidade mede a capacidade da rocha de armazenar fluidos e é definida como sendo a razão entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma, ou seja:

$$\phi = \frac{V_P}{V_T} \quad (2.1)$$

sendo o volume total da rocha dado pela soma

$$V_T = V_P + V_S \quad (2.2)$$

onde ϕ é a porosidade, V_T é o volume total da rocha, V_P é o volume poroso e V_S é o volume dos sólidos.

A porosidade surge do arranjo geométrico das partículas de acordo com a granulometria e grau de cimentação da rocha. Normalmente os poros da rocha são contínuos, ou seja, existe comunicação entre eles. Porém, devido à cimentação, alguns

poros encontram-se absolutamente isolados, levando a definição de porosidade absoluta, que é a razão entre o volume de todos os poros, interconectados ou não, e o volume total da rocha (Barillas, 2005). A razão entre o volume dos poros interconectados e o volume total da rocha é denominado de porosidade efetiva, como pode ser visto na Figura 2.4. Como os poros isolados não estão acessíveis para a produção de fluidos, o parâmetro mais importante para o estudo de reservatórios de petróleo é a porosidade efetiva, pois representa o volume máximo de fluidos que pode ser extraído da rocha.

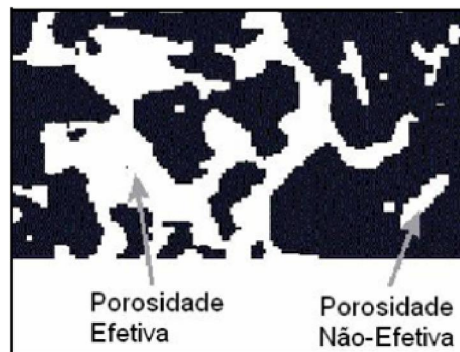


Figura 2.4 - Esquema de um meio poroso com porosidade efetiva e não-efetiva.
Fonte: Gaspari (2003).

Quando a porosidade é originada durante a formação da própria rocha diz-se que é uma porosidade primária. Quando a porosidade se efetua depois da formação da rocha denomina-se secundária como é o caso das porosidades de fissuras e de canais de dissolução (Costa, 2001).

b) Permeabilidade

É uma propriedade da rocha que mede sua capacidade de se deixar atravessar por fluidos. Embora uma rocha seja formada por quantidades apreciáveis de poros e dentro desses existam hidrocarbonetos em uma quantidade razoável, não há a garantia de que eles possam ser extraídos. Para que isso aconteça, é necessário que a rocha permita o fluxo de fluidos através dela.

Quando existe apenas um fluido saturando a rocha, esta propriedade recebe o nome de permeabilidade absoluta que não é função única da porosidade, portanto, pode-se ter rochas de igual porosidade com diferentes permeabilidades, como pode ser observado na Figura 2.5.

Como uma rocha reservatório contém sempre dois ou mais fluidos, de modo que a permeabilidade absoluta não é suficiente para se medir a facilidade com que determinado fluido se move no meio poroso, a facilidade com que cada um se move é chamada de permeabilidade efetiva, que depende também da saturação do fluido no meio poroso (Tomas *et al.*, 2001; Barillas, 2005).

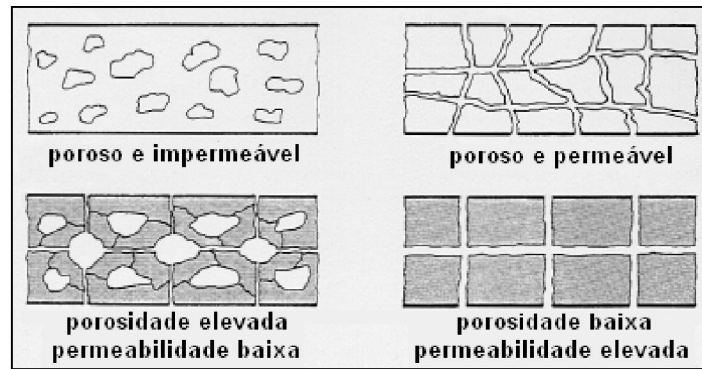


Figura 2.5- Ilustração das diferenças entre permeabilidade e porosidade.

Fonte: Coutinho (2005).

Em 1856, Darcy desenvolveu uma relação empírica para a permeabilidade, conhecida como a lei de Darcy. Esta lei relaciona a velocidade aparente do fluido com os gradientes de pressão (ou mais genericamente com os gradientes de potencial) através da equação:

$$v_s = -\frac{k_s \gamma}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial s} \quad (2.3)$$

onde s é uma trajetória de fluxo qualquer, k_s a permeabilidade do meio poroso na direção do fluxo, γ o peso específico do fluido, μ a viscosidade do fluido e Φ o potencial de fluxo. Conforme se observa, a velocidade aparente do fluido numa direção s qualquer, num determinado ponto do meio poroso, é inversamente proporcional à viscosidade do fluido e diretamente proporcional à permeabilidade e ao gradiente de potencial no ponto considerado, na direção s . O potencial Φ é o agente responsável e propulsor do deslocamento do fluido no meio poroso. Os fluidos se deslocam sempre de pontos de maior potencial para pontos de menor potencial (Rosa *et al.*, 2001; Ahmed, 2001). Usando a lei de Darcy, as velocidades aparentes nas três direções de fluxo são dadas pelas seguintes expressões:

$$v_x = -\frac{k_x \gamma}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial x} \quad (2.4)$$

$$v_y = -\frac{k_y \gamma}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial y} \quad (2.5)$$

$$v_z = -\frac{k_z \gamma}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial z} \quad (2.6)$$

c) Saturação de fluidos

Os espaços vazios de um material poroso podem estar parcialmente preenchidos por um determinado líquido e os espaços remanescentes por um gás, ou ainda, dois ou três líquidos imiscíveis podem preencher todo o espaço vazio. Nesses casos, é de grande importância o conhecimento do conteúdo de cada fluido no meio poroso, pois as quantidades dos diferentes fluidos definem o valor econômico de um reservatório. A Figura 2.6 ilustra uma situação em que os poros da rocha reservatório estão saturados com três fluidos: água, óleo e gás.

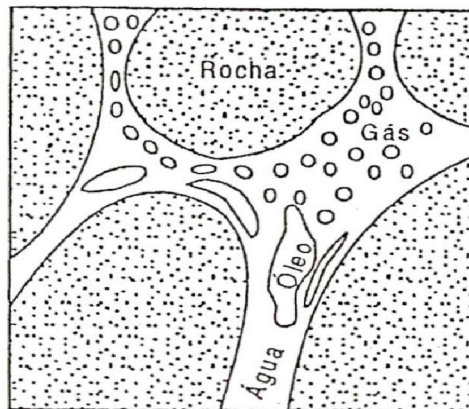


Figura 2.6. Rocha-reservatório contendo três fluidos: água, óleo e gás.

Fonte: Rosa *et al.* (2001).

Define-se saturação de um determinado fluido em um meio poroso como sendo a fração ou a porcentagem do volume de poros ocupada pelo fluido. Assim, em termos de fração:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (2.7)$$

onde S_f é a saturação do fluido, V_f o volume do fluido e V_p o volume poroso, que é igual ao volume total de fluidos.

Se o meio poroso contiver um único fluido a saturação deste será 100%. Como é aceito que a rocha-reservatório contém inicialmente água, (a qual foi deslocada não totalmente pelo óleo ou pelo gás), na zona portadora de hidrocarbonetos existirão dois ou mais fluidos. A saturação de água existente no reservatório no momento da sua descoberta é chamada de saturação de água inicial ou conata ou, ainda, inata (Ahmed, 2001; Rosa *et al.*, 2001; Barillas, 2005).

d) Capilaridade

Segundo Paranhos *et al.* (2007), capilaridade é o fenômeno de atração e repulsão onde se observa o contato dos líquidos com um sólido fazendo com que esse líquido suba ou desça em um tubo capilar, por exemplo, conforme molhe ou não a parede, em consequência da tensão superficial.

Quando a superfície de contato se dá entre um líquido e um gás, o fenômeno e as propriedades que aí aparecem chamam-se superficiais. Quando o contato é entre dois líquidos o fenômeno é denominado interfacial, não existindo, entretanto, diferença entre os dois fenômenos (Ahmed, 2001; Rosa *et al.*, 2001).

Quando dois fluidos estão em contato e contidos em uma estrutura porosa, uma descontinuidade na pressão existe através da interface que separa ambos os fluidos. A magnitude dessa descontinuidade depende da curvatura da interface numa determinada região do espaço poroso. Essa diferença de pressão através da interface é conhecida como pressão capilar P_c dada por:

$$P_c = (P_o - P_a) \quad (2.8)$$

onde P_o a pressão na fase não-molhante (óleo) e P_a é a pressão na fase molhante (água).

A Figura 2.7 ilustra um esquema destas pressões durante a elevação de água em um tubo capilar.

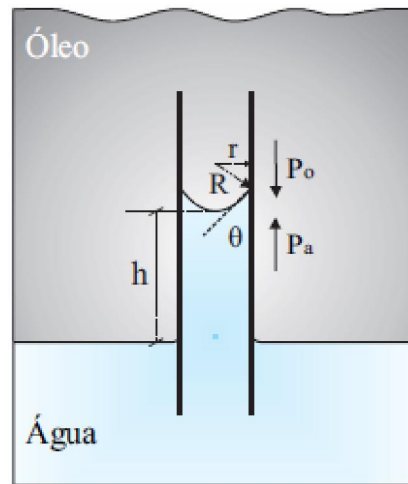


Figura 2.7- Elevação da água num tubo capilar. Fonte: Montalvo (2008).

Segundo Bear (1975), a pressão capilar depende da geometria dos espaços vazios do meio poroso (distribuição do tamanho dos poros), da natureza do sólido e dos líquidos em termos do ângulo de contato (θ) e do grau de saturação do meio.

e) Molhabilidade

Segundo Barillas (2005), a molhabilidade é a tendência de um líquido, na presença de um outro fluido, de espalhar-se sobre uma superfície de contato. É explicada, quantitativamente, pelo balanço de forças existente entre as duas fases imiscíveis, exatamente na linha de contato entre os dois fluidos (água e óleo) e o sólido. A Figura 2.8 apresenta um esquema do equilíbrio de forças em uma interface óleo-água-sólido, onde σ_{ao} é a tensão interfacial entre a água e o óleo, σ_{ar} é a tensão interfacial entre o sólido (rocha) e a água e σ_{or} é a tensão interfacial entre o sólido e o óleo.

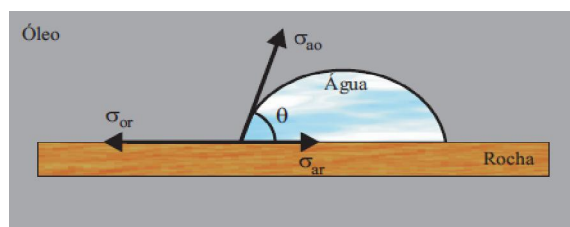


Figura 2.8 - Equilíbrio de forças na interface óleo-água.

Fonte: Montalvo (2008).

Por definição, ângulo de contato θ é o ângulo (variando entre 0 e 180°) medido no líquido mais denso; dependendo de sua variação diz-se que, quando $\theta < 90^\circ$ um líquido mais denso molha preferencialmente o sólido. Caso $\theta > 90^\circ$ um líquido menos denso molha preferencialmente o sólido, como está ilustrado na Figura 2.9.

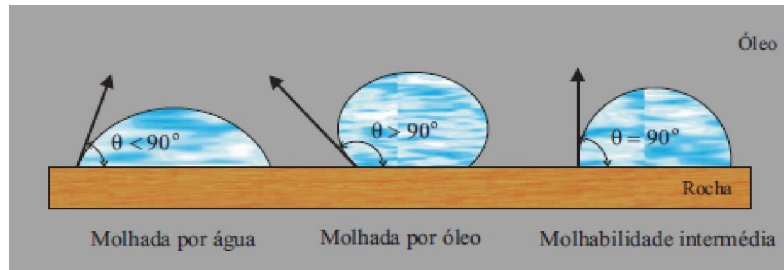


Figura 2.9 - Molhabilidade em sistema óleo-água. Fonte:Montalvo (2008).

Utilizando-se a convenção dada, define-se tensão de adesão (σ_A) como sendo a diferença de tensões ao longo do sólido. Assim,

$$\sigma_A = \sigma_{or} - \sigma_{ar} = \sigma_{ao} \cos \theta_{ao} \quad (2.9)$$

de onde se obtém que:

$$\cos \theta_{ao} = \frac{\sigma_{or} - \sigma_{ar}}{\sigma_{ao}} \quad (2.10)$$

A tensão de adesão é a responsável pela ascensão ou depressão de fluidos em capilares, ou seja, determina qual fluido molha preferencialmente o sólido. A propriedade da molhabilidade e a tensão de adesão variam de acordo com os fluidos e os sólidos utilizados (Ahmed, 2001; Rosa *et al.*, 2001).

f) Compressibilidade

A porosidade das rochas sedimentares é função do grau de compactação das mesmas, e as forças de compactação é função da máxima profundidade em que a rocha já se encontrou. O efeito da compactação natural sobre a porosidade pode ser visualizado na Figura 2.10.

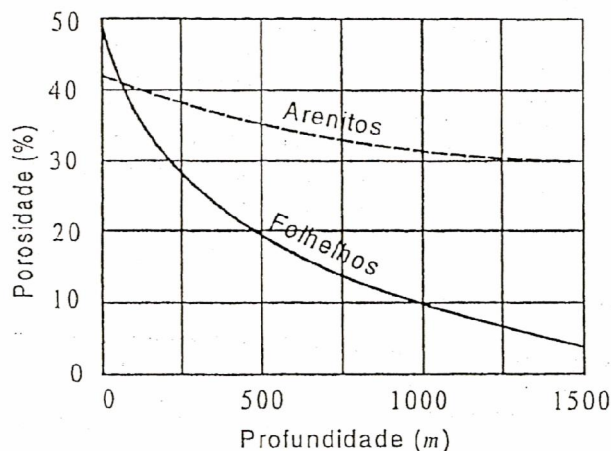


Figura 2.10 - Efeito da compactação natural da rocha sobre a porosidade.

Fonte: Rosa *et al.* (2001).

Quando fluidos são produzidos de uma rocha-reservatório, o esgotamento dos mesmos do espaço poroso faz com que haja uma variação da pressão interna da rocha e com isso ela fica sujeita a tensões resultantes diferentes. Essa variação de tensões provoca modificações nos grãos, nos poros e, algumas vezes, no volume total da rocha. Logo, a compressibilidade efetiva da formação ou dos poros devido à variação do volume poroso, é definida como:

$$C_f = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial P} \quad (2.11)$$

onde V_p é o volume poroso da rocha e P a pressão interna (Ahmed, 2001; Rosa *et al.*, 2001; Ahmed e Makinney, 2005).

g) Viscosidade

A viscosidade é uma medida da resistência que o fluido impõe a seu próprio escoamento. É uma função da temperatura e da composição química do fluido (no caso de misturas), como também da pressão, do teor de gás dissolvido (razão de solubilidade) e da salinidade. Ao contrário do comportamento de um gás ideal, nos líquidos, a viscosidade decresce com o aumento da temperatura e cresce com a pressão. Além disso, no caso dos hidrocarbonetos líquidos, a viscosidade decresce com o aumento da quantidade de gás em solução. Admitindo a regra válida para soluções ideais, a

viscosidade de uma mistura pode ser estimada pela expressão (Rosa *et al.*, 2001; Barillas, 2005):

$$\mu = \sum_{n=1}^{n_c} X_n \mu_n \quad (2.12)$$

onde X_n e μ_n são a fração molar e a viscosidade do componente n , respectivamente.

2.4 Escoamento em meios porosos

Usualmente, a lei empírica de Darcy (Equação 2.13) tem sido aplicada para se estudar o escoamento em meios porosos quando o número de Reynolds baseado no tamanho dos poros (ou diâmetro de partícula, d_p) é muito pequeno. Sob esta circunstância, a equação de momento para escoamento de fluido passando por um meio isotrópico é descrita por:

$$-\nabla P = \frac{\mu \vec{U}}{K} \quad (2.13)$$

onde P é a pressão, μ a viscosidade do fluido, e \vec{U} a velocidade de Darcy, que é definida como uma velocidade superficial considerando os poros interconectados e um meio contínuo, desprezando os detalhes das estruturas porosas. Na Equação (2.13) a permeabilidade absoluta, K , pode ser determinada por:

$$K = \frac{\phi^3 d_p^2}{a(1-\phi)^2} \quad (2.14)$$

onde ϕ é a porosidade do meio e a é a constante de correção para geometria microscópica do material poroso.

Entretanto, apesar da Equação (2.13) ser amplamente utilizada, à medida que o número de Reynolds aumenta, ela se torna imprecisa chegando, em alguns casos, a ser totalmente inválida. Isto acontece tendo em vista que a equação de Darcy só prevê a queda de pressão causada pelas perdas de energia devido às forças viscosas, desprezando as perdas decorrentes das forças inerciais que passam a ser significativas à

altas velocidades; um esquema deste fenômeno está ilustrado na Figura 2.11. Nos casos de altas velocidades, a queda de pressão no meio poroso é maior do que a prevista pela lei de Darcy.

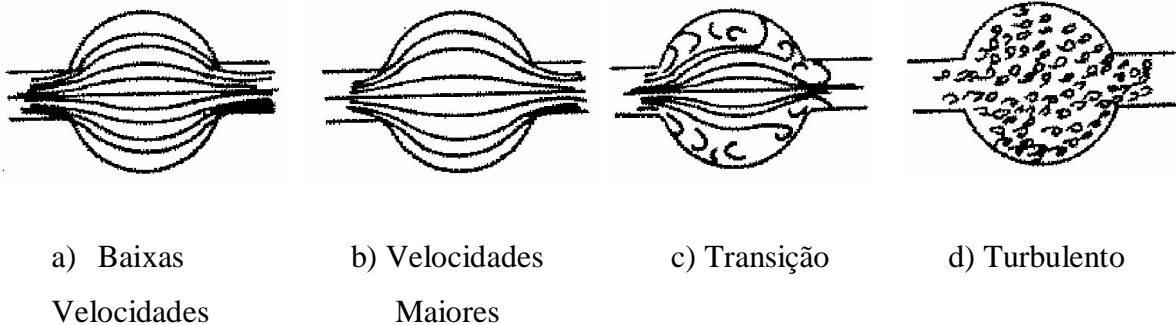


Figura 2.11 – Escoamento idealizado através de seções transversais do poro. Fonte: Vieira (1990).

Firoozabadi citado por Vieira (1990) afirma que os meios porosos presentes em arenitos e carbonatos apresentam uma matriz porosa livre de processo de solução irregular e estão sempre nos regimes de baixa e moderada velocidades (Figuras 2.11.a e 2.11.b). No caso de meios porosos formado por conglomerados podem estar nos regimes de transição e turbulento (Figuras 2.11.c e 2.11.d, respectivamente), pois os conglomerados são rochas sedimentares que apresentam, normalmente ou na maioria das vezes, maior porosidade e permitem o surgimento destes regimes.

Forchheimer citado por Vieira (1990), Innocentini e Pandolfelli (1999), Hsu (2005) e Woudberg (2006), introduziu um termo adicional à equação de Darcy que representa um acréscimo na queda de pressão devido às forças inerciais, de forma que, a Equação (2.13) pode ser escrita como:

$$-\nabla P = \frac{\mu \vec{U}}{K} + \frac{\rho F |\vec{U}| \vec{U}}{\sqrt{K}} \quad (2.15)$$

onde ρ é a densidade do fluido. Segundo Ergun (1952), o coeficiente Forchheimer F é dado por $F = \frac{b}{\sqrt{a\phi^3}}$ onde b é uma constante de correção da geometria microscópica

do meio. Embora a Equação (2.15) tenha sido utilizada pelos pesquisadores com algum sucesso na previsão fluxos em meios porosos, Hsu *et al.* (1990) mostraram teoricamente que, além dos dois termos no lado direito da Equação (2.15), existe uma necessidade de incluir um termo proporcional à $|\vec{U}|^{1/2} \vec{U}$, que considera os efeitos do número de Reynolds na camada limite viscosa. Como resultado, a Equação (2.15), foi então modificado para:

$$-\nabla P = \frac{\mu \vec{U}}{K} + \frac{H \vec{U} \sqrt{\mu \rho |\vec{U}|}}{K^{3/4}} + \frac{\rho F |\vec{U}| \vec{U}}{\sqrt{K}} \quad (2.16)$$

onde o coeficiente adimensional H , tal como F , é uma função da porosidade e da geometria microscópica sólida. Hsu *et al.* (1999) validou a equação (2.16) por meio de experimentos realizados em meios porosos usando uma vasta faixa de números de Reynolds, de baixos a elevados.

2.5 Estado da arte

Como discutido na seção anterior, a indústria de petróleo tem aplicado várias técnicas para se aumentar a recuperação de petróleo em campos maduros de óleo pesados e ultra-viscosos. Em algumas dessas técnicas, apenas a pressão é utilizada para aumentar a recuperação, em outras utilizam as técnicas miscíveis (polímeros e tensoativos), como também os processos térmicos de injeção de água quente ou vapor.

Os fatores de maior relevância para o sucesso da EOR (enhanced oil recovery) estão relacionados, principalmente, com as interferências causadas por parâmetros como: a tensão interfacial existente entre os fluidos do reservatório, as forças capilares, a porosidade, a molhabilidade da superfície sólida, a permeabilidade, a mobilidade e a viscosidade do óleo. A seguir serão apresentados alguns trabalhos relacionados com estes parâmetros e seus efeitos na recuperação de petróleo.

2.5.1 Métodos químicos

Mimbela e Pires (2007) através de simulação numérica compararam duas situações de injeção: injeção de água e injeção de polímero adicionado à água, procurando mostrar o efeito do uso do polímero nos níveis de fator de recuperação, produção de água e eficiência de varrido em um período de 5 anos. Os autores observaram que para o primeiro caso, o fator de recuperação de óleo atinge 40%, devido a mobilidade da água em relação ao óleo. Já com a injeção da água com polímero, o fator de recuperação atinge 45%, devido a uma mobilidade mais favorável ao óleo.

Barillas *et al.* (2007) realizaram um estudo do processo de injeção de solução micelar em um reservatório. Foi analisada a influência de diversos parâmetros de reservatório sobre o comportamento de produção de óleo, no fator de recuperação e na produção acumulada de óleo. As principais propriedades avaliadas foram: a saturação inicial de óleo, a permeabilidade, a viscosidade do óleo e a porosidade efetiva do reservatório, utilizando o simulador comercial “*Stars*” da CMG. Eles verificaram que a interação entre essas propriedades tem uma grande influência no fator de recuperação de óleo. Uma baixa porosidade do reservatório (0,16) somada a uma baixa viscosidade do óleo (3 cP) maximiza a resposta, obtendo-se altas recuperações de óleo (em torno de 42%). Se a porosidade do reservatório é elevada (0,50) e a viscosidade do óleo é alta (50 cP), a recuperação no sistema pode diminuir até 0,1%. Ainda segundo os autores, uma baixa porosidade (0,16) e uma alta saturação inicial do óleo (0,53) maximizam a resposta, obtendo-se altas recuperações de óleo (em torno de 45%); se a porosidade do reservatório é alta (0,50) e a saturação inicial de óleo é baixa (0,30), a recuperação no sistema pode diminuir até 0,1%.

2.5.2 Métodos miscíveis

Salama e Kantzas (2005) realizaram experimentos com solventes líquidos pentano e heptano (C5 e C7) com o objetivo de estudar os fenômenos de transferência de massa em meios com solvente e óleo pesado ou betume. Várias configurações e vazões para o deslocamento foram utilizadas e os fatores de recuperação do óleo pesado foram determinados. Para a avaliação das concentrações de solvente na mistura efluente

foram utilizadas técnicas de NMR (“Ressonância nuclear magnética”) e medidas de densidade convencionais. Os coeficientes de dispersão foram determinados através de análises de transferência de massa. As injeções de solventes em poços verticais mostraram-se mais eficientes que as injeções horizontais por exigirem uma menor quantidade de solvente injetado para uma recuperação similar de óleo. A eficiência do processo aumentou com solventes de menor peso molecular.

Galvão (2008) realizou um estudo numérico da recuperação de óleo com uma combinação entre o método térmico (injeção de vapor) e o método miscível (injeção de solvente). As simulações foram realizadas no simulador comercial “*Stars*” da CMG. O autor verificou que para volumes de solvente sobre a injeção de vapor superior aos 15%, praticamente não houve alteração na produção acumulada final e todo o solvente injetado foi produzido junto com óleo do reservatório. Por meio da análise de sensibilidade e das interações entre os parâmetros de reservatório, Galvão (2008) encontrou um modelo otimizado, com distâncias entre o poço injetor e produtor de 100 m, injeção de 20 m³ de vapor ao dia e injeção de 15% de heptano sobre essa vazão de vapor.

2.5.3 Métodos térmicos

Costa *et al.* (2003) estudaram a recuperação de óleo através da técnica de injeção de água em condições isotérmicas e não-isotérmicas, por meio de uma formulação termo-hidráulica acoplada, implementada no código computacional CODE_BRIGTH. Com uma vazão mássica de injeção de 0,1 kg/s, os autores verificaram que o aumento da temperatura da água injetada de 30°C para 100°C, faz com que o fator de recuperação passe de 11% para 25% em cinco anos, mostrando que o aumento da temperatura promove uma redução na viscosidade, aumentando a mobilidade do óleo, resultando num fator de recuperação mais elevado, principalmente para óleos de alta viscosidade.

Barillas *et al.* (2005) examinaram a sensibilidade de alguns parâmetros de reservatório, tais como: a permeabilidade vertical, a espessura da zona de óleo e as formações presentes no reservatório, na recuperação final de óleo com injeção contínua

de vapor, com o auxílio do simulador comercial “*Stars*” da CMG. Verificaram que quanto maior a permeabilidade vertical menor o fator de recuperação de óleo, apesar de que, permeabilidades verticais acima de 200 mD, não apresentaram mudanças significativas no fator de recuperação de óleo. Quanto maior a espessura do reservatório utilizado, maior o fator de recuperação de óleo, contudo o fator de recuperação depende da quantidade de vapor injetado no sistema. Uma barreira (folhelhos) no reservatório em contato com o poço produtor e injetor, serve como um distribuidor de temperatura, podendo aumentar o fator de recuperação de óleo.

Schembre *et al.* (2006) observaram a alteração da molhabilidade e recuperação de óleo por embebição de água como uma função da temperatura, utilizando testemunhos e um aparato de controle de temperatura e pressão. Observaram que um aumento da temperatura diminui a viscosidade do petróleo em relação a água, melhorando a taxa de embebição e da recuperação do petróleo por embebição espontânea.

Ribeiro Neto *et al.* (2006) analisaram a influência da pressão capilar e a espessura de areia argilosa na recuperação térmica de petróleo por injeção de vapor, com o objetivo de otimizar a taxa de injeção de vapor. Os autores utilizando o simulador comercial “*Stars*” da CMG, observaram que o aumento da pressão capilar das camadas de areia argilosa resulta em um ganho de produção acumulada de óleo, uma vez que a pressão capilar dificulta a formação de caminhos preferenciais e a migração de óleo e vapor para o interior das camadas de areias argilosas.

Babadagli e AL-Bemani (2007), estudando a injeção de vapor para recuperação de óleo pesado, analisaram os efeitos e contribuição dos seguintes mecanismos de recuperação: expansão térmica, embebição capilar e drenagem gravitacional, no fator de recuperação. Os experimentos foram feitos em testemunhos. Para a temperatura de 90°C era esperado a predominância dos três mecanismos, entretanto, como o tempo não foi suficiente (1-2 h) para alcançar a recuperação final, observaram que a recuperação foi predominantemente controlada pela expansão térmica. Para os experimentos a 200°C foi observado um aumento significativo na recuperação de óleo, não havendo

recuperação por embebição. A drenagem gravitacional não foi observada devido ao tempo curto para que este mecanismo pudesse desempenhar um papel.

Moreira e Trevisan (2007) estudaram a injeção de vapor auxiliada por drenagem gravitacional em poço horizontal único, denominada SW-SAGD (Single Well Steam Assisted Gravity Drainage), através de simulação numérica. Os autores observaram que o pré-aquecimento, isto é, o estágio cíclico repetido por três vezes no processo SW-SAGD, gera uma abertura para um contato maior do vapor com o óleo ao redor do poço, melhora a distribuição do calor na formação em relação ao processo SW-SAGD sem pré-aquecimento e, conseqüentemente, aumenta a produção de óleo.

Para finalizar, os recentes desenvolvimentos relacionados ao método térmico de recuperação de óleo são bastante animadores, pois visam aumentar o fator de recuperação dessa matéria-prima com menor gasto possível. Dentre os métodos térmicos, a injeção de água quente ou vapor demonstram ser boas alternativas desta nova tecnologia para aplicação em campos de óleo pesados no Brasil, pois além de aumentar o fator de recuperação, reduz gastos quando comparado aos métodos miscelar e químico Galvão (2008).

Com base nos aspectos apresentados e comentados, a eficiência de recuperação avançada depende das características do reservatório como: profundidade, homogeneidade, inclinação, propriedades petrofísicas, limitações econômicas, além da natureza dos fluidos deslocante e deslocado (Lake, 1989). Dessa forma, para se melhorar a eficiência da frente de avanço, o método mais indicado é a injeção de polímeros para controlar a razão de mobilidade entre o óleo e o fluido injetado. Para eliminar as forças capilares e melhorar a eficiência de deslocamento, os métodos mais indicados são: os métodos miscíveis e injeção de surfactantes e, para melhorar tanto a eficiência de varrido como a eficiência de deslocamento, tem-se: injeção de solução micelar e os métodos térmicos.

CAPÍTULO 3 – Metodologia

Nas secções anteriores foram apresentados conceitos e fundamentos que deram suporte ao entendimento do presente trabalho. Nesta secção será apresentado o problema a ser estudado utilizando como ferramenta o ANSYS-CFX 11®, visando compreender o comportamento de reservatórios de petróleo. Aqui apresenta-se a formulação matemática que diz o escoamento (isotérmico e não-isotérmico) de uma mistura água/óleo pesado e ultra-viscoso, e onde foram assumidas as seguintes considerações: não há reações químicas, fluido incompressível, escoamento viscoso e laminar.

3.1 Problema físico

O domínio de estudo representa uma parcela de um reservatório petrolífero, (Figura 3.1). Embora exista um avanço muito grande dos recursos computacionais, em termos da velocidade de processamento e de memória disponível, a simulação de um reservatório de petróleo de grandes dimensões demandaria um esforço computacional muito grande em consequência da relação entre a quantidade de equações a serem

resolvidas e o número de elementos ou volumes de controle que compõe a malha representativa do domínio de estudo.

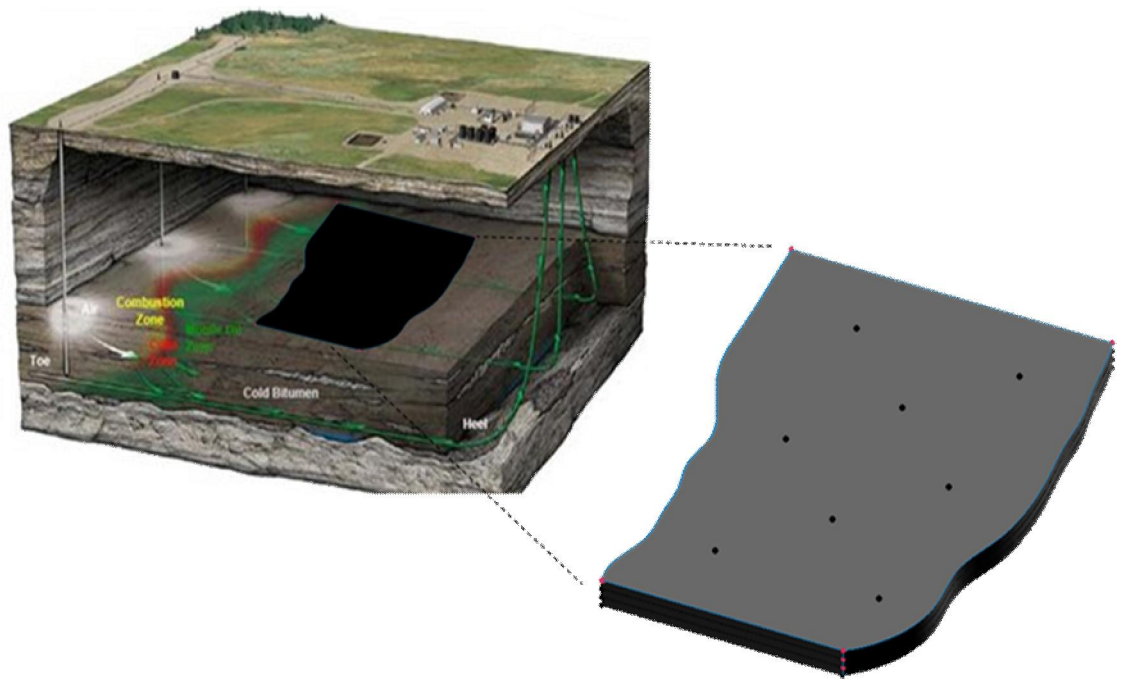


Figura 3.1 - Parcela do reservatório referente ao domínio de estudo usado na simulação numérica.

Na Figura 3.2 está representada em detalhes o domínio de estudo (parcela do reservatório) o qual é constituído de 2 (dois) poços injetores e 6 (seis) poços produtores dispostos num esquema de cinco poços ou "*five spots*". As suas dimensões correspondem a 270 m de comprimento, 180 m de largura e uma altura de 15 m. A Figura 3.2 ilustra, o detalhe de um dos poços com comprimento de 1,5 m e 0,2 m de diâmetro. Nas Figuras 3.3 e 3.4 estão representadas as duas situações avaliadas no presente trabalho, referentes ao posicionamento do poço na parcela do reservatório. Doravante, o termo *injeção interna* (Figura 3.3) representará que a seção de entrada de água na parcela do reservatório está localizada no interior do reservatório, enquanto que, *injeção na superfície* (Figura 3.4) representará que a seção de entrada está situada na superfície ou plano horizontal superior da parcela do reservatório.

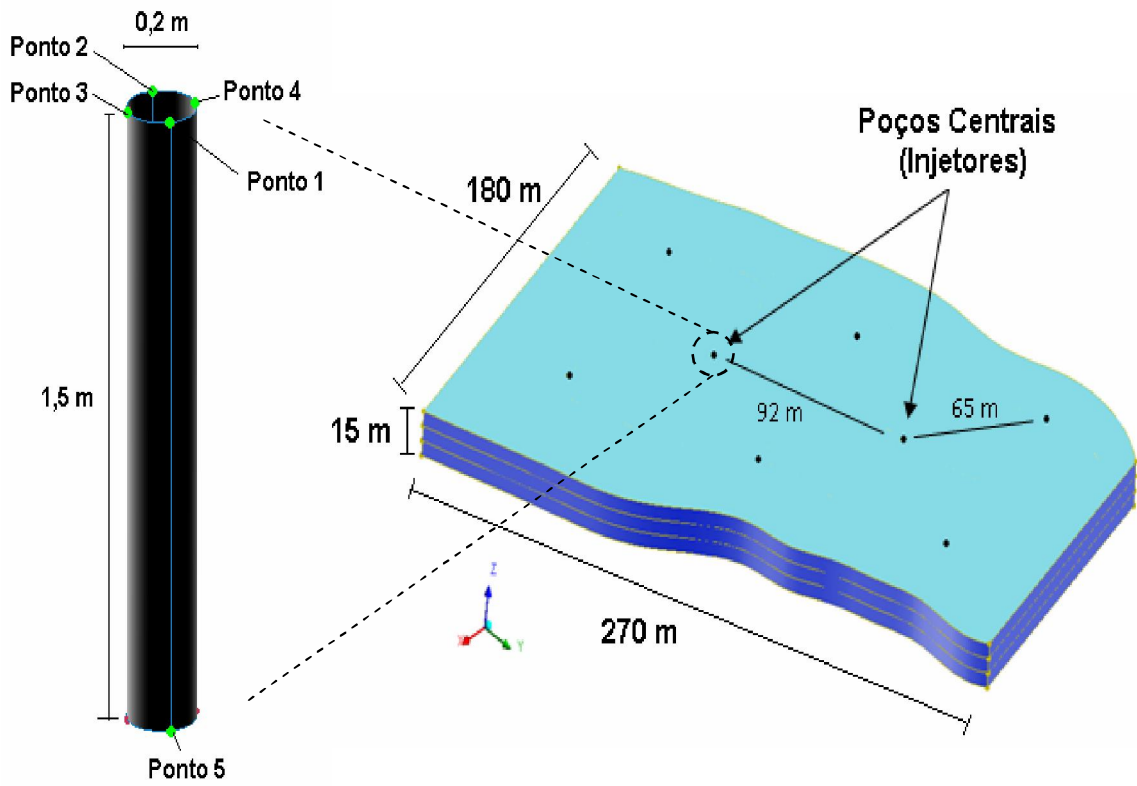


Figura 3.2 – Representação do reservatório usado na simulação.

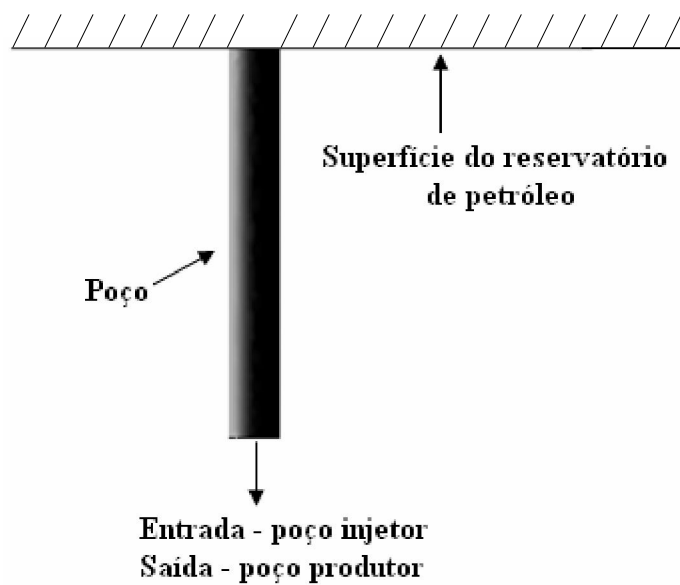


Figura 3.3 – Detalhe do poço no reservatório (injeção interna).

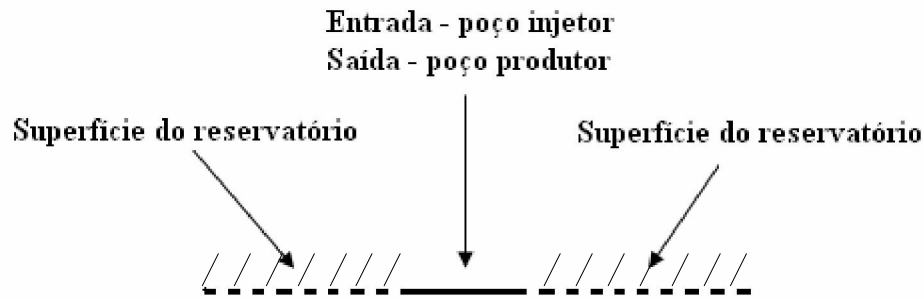


Figura 3.4 - Detalhe do poço na superfície do reservatório (injeção na superfície).

3.2 Modelagem matemática

O modelo matemático usado para descrever o escoamento no meio poroso corresponde a uma generalização das equações de conservação da massa, quantidade de movimento (Navier-Stokes), Equações (3.1) e (3.2), a lei de Darcy Equação (2.13) e energia Equação (3.9). As equações de Navier-Stokes representam um conjunto de equações que descrevem o movimento das substâncias fluidas e estabelecem que as mudanças no momento linear e aceleração de uma partícula fluída são simplesmente o produto (resultado) das mudanças na pressão e forças viscosas dissipativas (similar à fricção) atuando dentro do fluido.

3.2.1 As equações de conservação

§ Equação de conservação de massa

A equação de conservação de massa para o escoamento em meios porosos é definida pela seguinte equação:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) + \nabla \cdot (\rho\mathbf{K} \cdot \vec{U}) = 0 \quad (3.1)$$

onde \vec{U} é o vetor velocidade real, t é o tempo, ϕ é a porosidade volumétrica, ρ é a densidade volumétrica, e $\mathbf{K} = (\mathbf{K}^{\mathcal{D}})$ é um tensor simétrico de segunda ordem, chamado de tensor porosidade de área. Lembrando que o produto escalar de um tensor simétrico de segunda ordem com um vetor é um vetor.

§ Equação de transferência de momento linear

A equação de conservação do momento linear para meios porosos é definida pela equação:

$$\frac{\partial(\rho\phi\vec{U})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho\phi(\mathbf{K}\vec{U}) \otimes \vec{U}) = -\nabla \cdot (\mu_e \mathbf{K}(\nabla\vec{U} + \nabla\vec{U}^T)) + \mathcal{S}_i^M \quad (3.2)$$

onde μ_e é a viscosidade efetiva e \mathcal{S}_i^M representa a fonte de quantidade de movimento linear.

No ANSYS CFX 11.0 a fonte de quantidade de movimento linear é representada por:

$$\mathcal{S}_i^M = -C^{n1} U_i - C^{n2} |\vec{U}| U_i + \mathcal{S}_i^{spec} \quad (3.3)$$

onde C^{n1} é o coeficiente linear de resistência, C^{n2} é o coeficiente de resistência quadrático, \mathcal{S}_i^{spec} outras fontes de quantidade de movimento relacionadas com as espécies presentes e U_i e U_j são velocidades superficiais.

Sendo assim, a lei de Darcy passa a ser generalizada por:

$$-\frac{\partial P}{\partial x_j} = \frac{\mu}{\mathbf{K}} U_j + K_{loss} \rho |\vec{U}| U_j \quad (3.4)$$

onde μ é a viscosidade dinâmica, K_{loss} é o coeficiente empírico de perda², e $\frac{\mu}{\mathbf{K}}$ não pode ser zero.

Comparando as Equações (3.3) e (3.4) e utilizando as velocidades reais ao invés das velocidades superficiais, os coeficientes C^{n1} e C^{n2} são expressos por:

² O valor padrão no Ansys CFX 11.0 é nulo, ou seja, $K_{loss} = 0$, que foi adotado no presente trabalho.

$$C^{n1} = \frac{\mu}{\phi \mathbf{K}} \quad (3.5)$$

$$C^{n2} = \frac{K_{loss} \rho}{\phi^2} \quad (3.6)$$

Com a utilização das velocidades superficiais os coeficientes C^{n1} e C^{n2} passam a ser definidos por:

$$C^{n1} = \frac{\mu}{\mathbf{K}} \quad (3.7)$$

$$C^{n2} = K_{loss} \rho \quad (3.8)$$

§ Equação da conservação de energia

A transferência de energia no meio poroso pode ser modelada com uma equação de forma semelhante a Equação 3.2, como segue:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho H) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{K} \cdot \vec{U} H) - \nabla \cdot (\Gamma_e \mathbf{K} \cdot \nabla H) = \phi S^{ff} \quad (3.9)$$

O primeiro termo da esquerda da Equação (3.9) é o termo de acúmulo de energia, o segundo termo refere-se a transferência de calor por convecção e o terceiro termo está relacionado a transferência de calor por difusão, onde Γ_e é a difusividade térmica efetiva, H é a entalpia e S^{ff} contém uma fonte de calor (que pode ser positiva ou negativa).

3.2.1 Condições de Contorno

As Equações (3.1), (3.2) e (3.9) que descrevem o fenômeno estudado necessitam de condições de contorno sobre o reservatório, conforme pode se observar na Figura 3.4, a fim de completar o modelo matemático.

As condições de contorno adotadas sobre as fronteiras do reservatório (Figura 3.5) foram às seguintes:

a) Na seção de entrada de cada um dos poços de injeção foram admitidas vazões mássica de água prescrita e fração volumétrica igual a 1,0 para água e 0,0 para o óleo pesado e, nas simulações não-isotérmicas admitiu-se uma temperatura de 370,2 K para a água injetada.

b) No poço produtor foi considerada uma condição de pressão estática igual 100 atm.

c) Nas faces superior, inferior e lateral, representativas das fronteiras do reservatório, bem como as paredes dos poços injetores e produtores foi adotado a condição de superfície impermeável, ou seja, componentes das velocidades nas três direções nulas. Nas simulações não-isotérmicas foi utilizada a condição de paredes adiabáticas.

e) Como condição inicial foi admitido que o reservatório estava a uma pressão de 120 atm, fração volumétrica igual a 0,0 para água e 1,0 para o óleo pesado, e temperatura de 310,95 K para o óleo no reservatório.

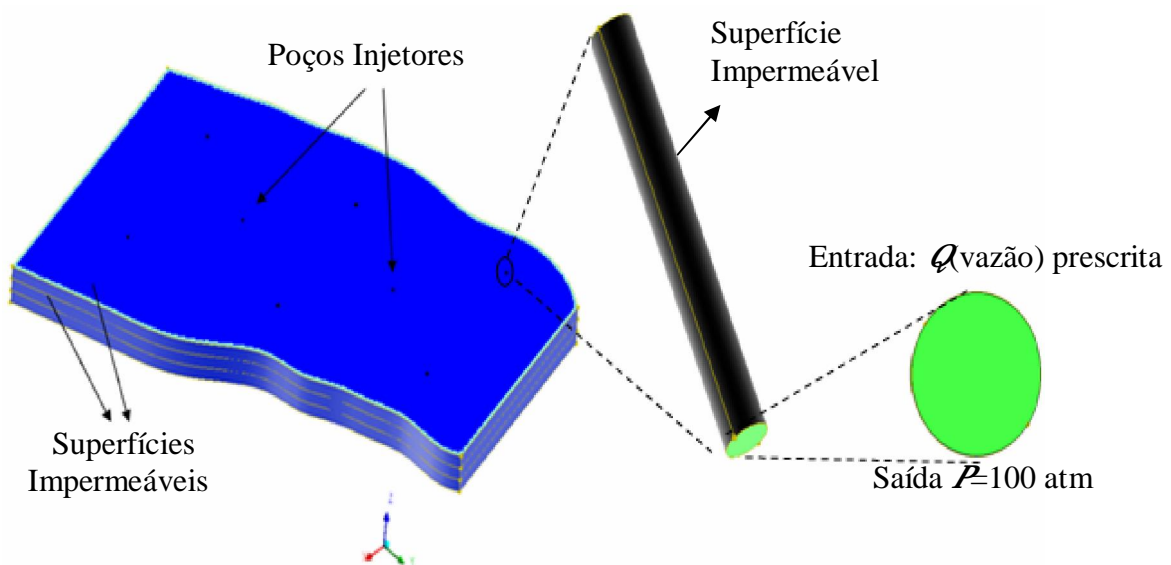


Figura 3.5 – Representação das condições de contorno sobre as fronteiras do reservatório.

3.2.2 Propriedades térmicas, físicas e petrofísicas.

A definição das propriedades da água e do óleo pesado e ultra-viscoso é de fundamental importância para se obter resultados condizentes com a realidade. As propriedades da água foram obtidas diretamente do banco de dados do CFX 11.0, com exceção da viscosidade que foi calculada pela Equação (3.10). A viscosidade do óleo foi determinada a partir da Equação (3.11) disponibilizada no trabalho de Costa (2003). No CFX as temperaturas foram utilizadas em graus Kelvin, como as Equações (3.10) e (3.11) são definidas para temperaturas em Fahrenheit utilizou-se a equação (3.12) para conversão de temperatura. Nas Tabelas 3.1, 3.2 e 3.3 estão representadas as principais propriedades do óleo pesado, da água e da rocha, respectivamente, utilizadas no presente trabalho de acordo com o caso avaliado.

$$\mu_w = \frac{2,185}{(40,12 + 0,0051547 T_F) T_F - 1000} \quad (3.10)$$

$$\mu_o = 10^{-3} \exp\{\exp[11,7613 - 2,099 \ln(T_F)] - 1,05\} \quad (3.11)$$

$$T_F = (1,8 * T_K - 459,67) \quad (3.12)$$

onde T_F é a temperatura em graus Fahrenheit e T_K é a temperatura em graus Kelvin dos fluidos no intervalo de 295 à 500 K.

Tabela 3.1 – Propriedades do óleo para os casos avaliados.

Propriedades físicas	Fase contínua (Petróleo)	Fonte
Densidade (kg/m ³)	868,7	Guimarães <i>et al.</i> (2002)
Calor específico (J/kg.K)	2092	Costa <i>et al.</i> (2003)
Condutividade térmica (W/m.K)	0,143	Cunha <i>et al.</i> (2009)
Tensão superficial (N/m)	0,03	Mendonça <i>et al.</i> (2007)
Massa molar (kg/kmol)	105,47	Cunha <i>et al.</i> (2009)

Tabela 3.2 – Propriedades da água para os casos avaliados.

Propriedades físicas	Fase contínua (Água)	Fonte
Densidade (kg/m ³)	942,5	CFX 11.0
Calor específico (J/kg.K)	4181,7	CFX 11.0
Condutividade térmica (W/m.K)	0,6198	CFX 11.0
Massa molar (kg/kmol)	18,02	CFX 11.0

Tabelas 3.3 – Propriedades do meio poroso utilizadas na simulação.

		Fonte
Permeabilidade (m ²)	2x10 ⁻¹²	Mimbela <i>et al.</i> (2006)
Volume poroso	0,25	Mazo <i>et al.</i> (2006)
Coefficiente de perda de resistência (K_{loss})	0	(Default do CFX)

3.3 Estudo de casos

No presente trabalho optou-se em reduzir em 1000 vezes o valor da viscosidade do óleo usada por Costa (2003) com o intuito de reduzir a diferença entre as viscosidades da água e óleo, proporcionando assim uma melhor mobilidade do óleo no meio poroso, e também, conservar o comportamento da viscosidade do óleo com a temperatura. Com essa consideração foi possível reduzir o tempo de simulação ou CPU.

Para estudar o comportamento do processo de recuperação de óleo pesado e ultra-viscoso fez-se um estudo de casos considerando uma variedade de condições operacionais, conforme reportado nas Tabelas 3.4 e 3.5.

Tabela 3.4: Estudos de casos utilizados na simulação considerando-se o método isotérmico.

Casos	Vazão mássica de água na entrada (kg/s)	Viscosidade da água (Pa.s)*	Viscosidade do óleo (Pa.s)**	Temperatura do óleo no reservatório (K)	Temperatura da água na injeção (K)
Injeção interna					
1	0,10	$7,13 \times 10^{-4}$	0,17	310,95	310,95
2	0,20	$7,13 \times 10^{-4}$	0,17	310,95	310,95
3	0,25	$7,13 \times 10^{-4}$	0,17	310,95	310,95
4	0,50	$7,13 \times 10^{-4}$	0,17	310,95	310,95
5	0,75	$7,13 \times 10^{-4}$	0,17	310,95	310,95
6	1,00	$7,13 \times 10^{-4}$	0,17	310,95	310,95
Injeção na superfície					
7	0,10	$7,13 \times 10^{-4}$	0,17	310,95	310,95
8	0,20	$7,13 \times 10^{-4}$	0,17	310,95	310,95
9	0,25	$7,13 \times 10^{-4}$	0,17	310,95	310,95

* Determinada utilizando a Equação (3.10)

** Calculada a partir da Equação (3.11)

Para a análise de injeção de água quente, usou-se a vazão mássica de injeção de água igual a 0,25 kg/s, com a viscosidade dos fluidos variando com a temperatura; conforme Equações (3.10) e (3.11). Nestas simulações além de fazer uma comparação com o método isotérmico, foram simulados seis casos variando-se o número de *Nusselt*, como é mostrado na Tabela 3.5:

Tabela 3.5: Estudo de casos utilizados na simulação considerando-se o método não-isotérmico.

Casos	Número de Nusselt	Vazão mássica de água na injeção (kg/s)	Temperatura da água de injeção (K)	Temperatura do óleo no reservatório (K)
Injeção interna				
10	1	0,25	370,2	310,95
11	2	0,25	370,2	310,95
12	4	0,25	370,2	310,95
13	6	0,25	370,2	310,95
14	8	0,25	370,2	310,95
15	10	0,25	370,2	310,95
Injeção na superfície				
16	2	0,25	370,2	310,95

A saturação de óleo no reservatório é definida como sendo a razão entre o volume de óleo e o volume total dos fluidos. Desta forma pode-se escrever as saturações de óleo nos instantes de tempo t e $t + \Delta t$ ($S_{\alpha t}$ e $S_{\alpha(t+\Delta t)}$) por meio das Equações (3.12) e (3.13), como segue:

$$S_{\alpha t} = \frac{V_{\alpha t}}{V_{T_F}} \quad (3.12)$$

$$S_{\alpha(t+\Delta t)} = \frac{V_{\alpha(t+\Delta t)}}{V_{T_F}} \quad (3.13)$$

Assim, a variação da saturação neste intervalo de tempo é dada por:

$$\Delta S = S_{\alpha t} - S_{\alpha(t+\Delta t)} = \frac{V_{\alpha t}}{V_{T_F}} - \frac{V_{\alpha(t+\Delta t)}}{V_{T_F}} = \frac{\Delta V}{V_{T_F}} \quad (3.14)$$

onde $V_{\alpha t}$ e $V_{\alpha(t+\Delta t)}$ são os volumes de óleo nos instantes t e $t + \Delta t$, respectivamente, e V_{T_F} é o volume total de fluidos (no caso, água e óleo).

O fator de recuperação é definido por:

$$F_r = \frac{\text{Volume de óleo acumulado}}{\text{Volume de óleo original}} \quad (3.15)$$

Com admitiu-se que no instante inicial ($t=0$) a parcela do reservatório estava completamente saturada com óleo ($S_{o_i} = 1$), então neste caso, o volume total de fluidos (V_{T_F}) é igual ao volume de óleo original (V_{o_i}), assim, pode-se escrever o fator de recuperação como sendo:

$$F_r = \frac{\sum_i \Delta V_i}{V_{o_i}} = \sum_i \Delta S_i \quad (3.16)$$

onde i refere-se ao (i _th) intervalo de tempo Δt , o volume original de óleo foi calculado multiplicando-se o volume do reservatório (695.755 m^3) pelo volume porosos (0,25).

3.4 Geração da Malha

A malha representativa do domínio de estudo (Figura 3.7) foi confeccionada com o auxílio do ICEM-CFD 11.0 onde, basicamente segue a seguinte metodologia (para maiores detalhes o leitor pode consultar o manual do ANSYS ICEM-CFD, 2009): Inicialmente foram definidos alguns pontos, visando definir os limites de um dos poços (injetor e produtor) e, por meio de curvas foi criado um círculo e uma reta, conforme ilustrado na Figura 3.6.a.

Em seguida, foi criado um segundo poço, via cópia do primeiro, a uma distância de 92 m do primeiro poço. Em torno destes dois poços foram confeccionados mais seis poços, usando-se da mesma técnica, distribuídos com base numa malha de distribuição dos poços de cinco pontos ou “*five spots*” (Figura 3.6.b). Cada um destes poços estão distanciados diagonalmente de 65 m dos poços centrais (doravante denominados de poços injetores). Na etapa seguinte foram definidos os limites do reservatório (Figura 3.6.c), para, enfim, gerar a geometria representativa do reservatório de petróleo por meio da confecção de superfícies e sólido (Figura 3.6.d). Cada um dos poços foi enumerado em sequência conforme pode ser observado na Figura 3.7. Sobre esta geometria foi gerada uma malha não estruturada, ilustrada na Figura 3.8.

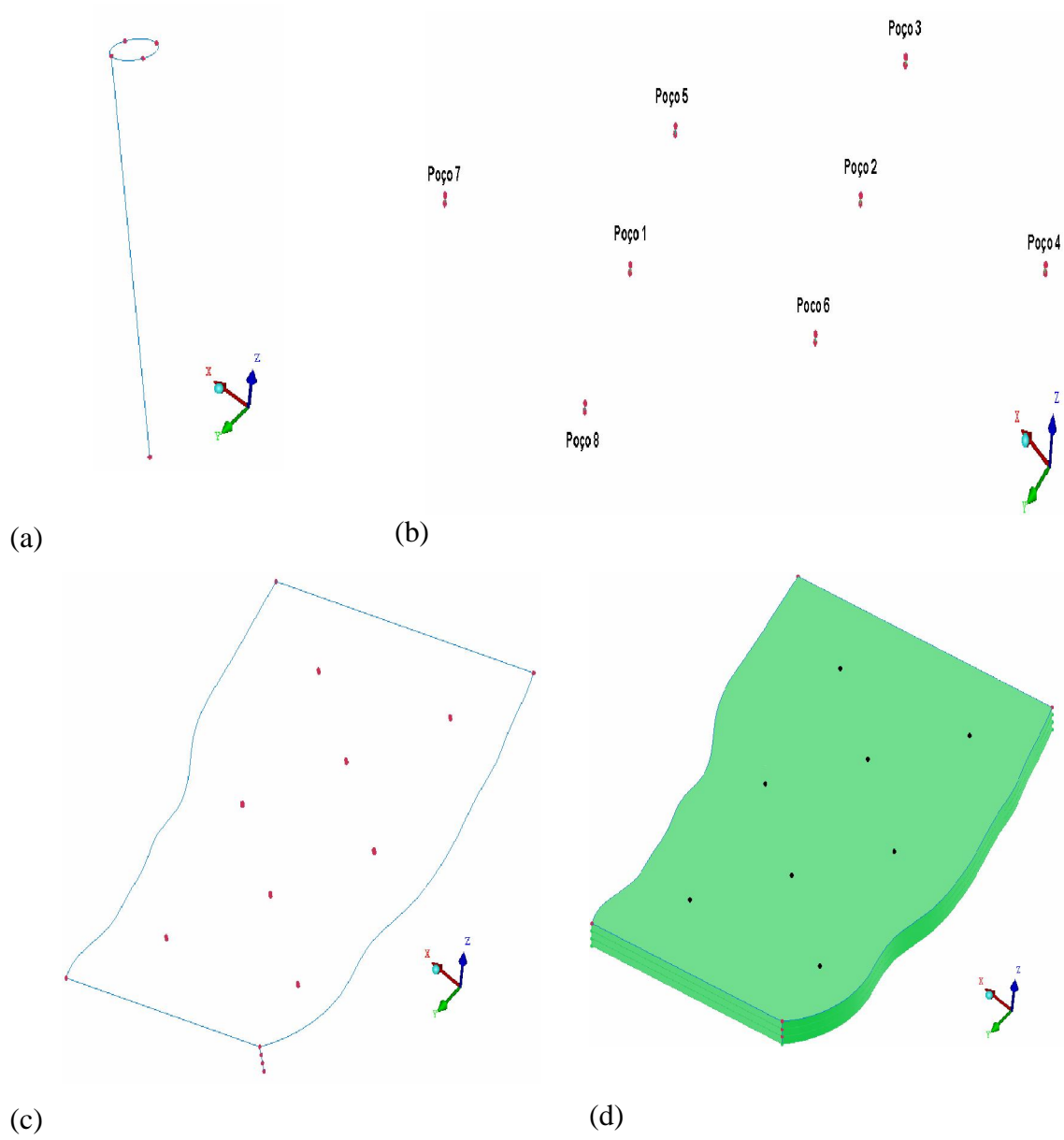


Figura 3.6 – Criação da geometria no ICEM-CFD.

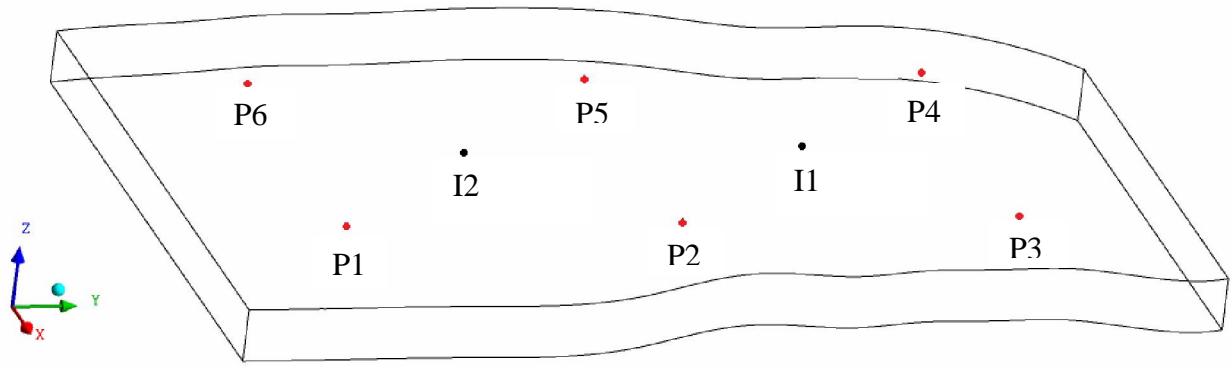


Figura 3.7 – Enumeração dos poços do reservatório: I injetor e P produtor.

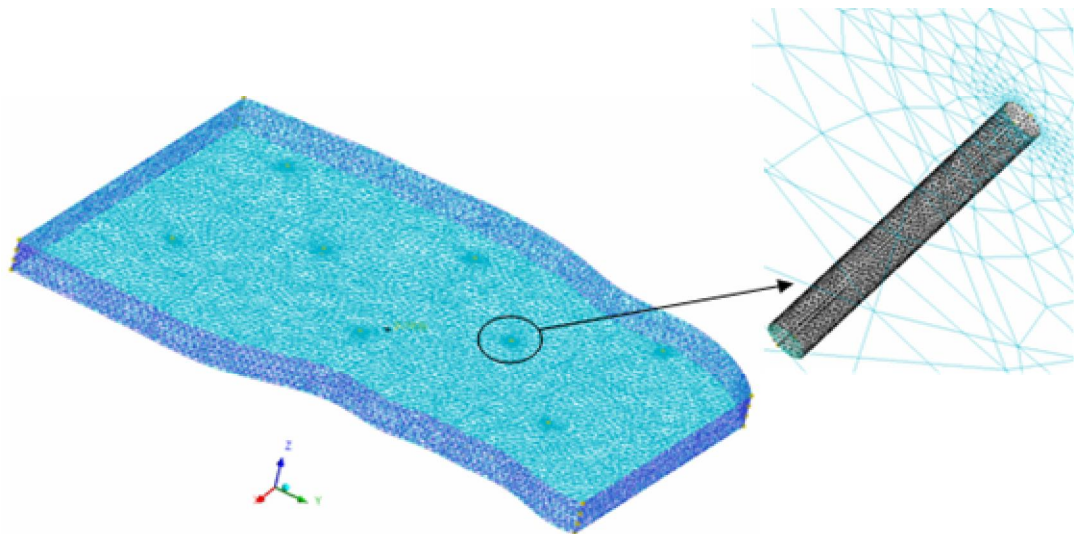


Figura 3.8 – Malha representativa do reservatório.

CAPÍTULO 4 – Resultados e Discussão

Este capítulo tem como objetivo apresentar, analisar e discutir os resultados da simulação numérica do reservatório de petróleo. As simulações do escoamento de fluidos no meio poroso foram realizadas admitindo-se condições isotérmicas e não-isotérmicas via injeção de água. É apresentada uma comparação entre os resultados obtidos da injeção de água em duas posições distintas da seção de entrada do poço de injeção: no interior e na superfície do reservatório petrolífero.

4.1 Caso isotérmico

Primeiramente foram simulados nove casos referentes à injeção de água em condições isotérmicas, seis com injeção de água em poço localizados a 1,5 m de profundidade no reservatório, como ilustrado nas Figuras 3.2 e 3.3, e três na superfície do reservatório, como ilustrado na Figura 3.4, para validação física do problema e posterior comparação com o método não-isotérmico.

A parcela hipotética do reservatório de petróleo foi representada por uma malha contendo 730.786 elementos tetrahédricos e 145.502 nós, conforme ilustrada na Figura 3.8.

Considerou-se que o reservatório estava inicialmente completamente saturado com óleo ($\mathcal{S}_o=1$ e $\mathcal{S}_w=0$). Para todas as simulações foi adotado um passo de tempo $\Delta t=48h$ (quarenta e oito horas) e um tempo final de injeção de água de 24.000h, o que corresponde a 2 (dois) anos e 9 (nove) meses. As simulações foram realizadas em um computador *Quad Core* 2,66 GHz, 8 Gb de memória RAM e 1 Tb de memória física (HD). O tempo médio de simulação foi de 44 horas e 52 minutos, com tempo máximo de 46 horas e 30 minutos e mínimo de 43 horas e 15 minutos.

4.1.1 Injeção interna

Nas primeiras simulações, casos com ponto de injeção no interior do reservatório (Figura 3.3), foi utilizado o método convencional de recuperação com injeção contínua de água em condições isotérmicas. Na Figura 4.2 estão representados os campos de fração volumétrica da água sobre dois planos verticais e na diagonal passando pelos poços injetores e produtores (P1, I2, P5 e P2, I3, P4) ilustrados na Figura 4.1 para diversas condições de injeção de água após 24000 horas. A água injetada mostrou a tendência de se deslocar pelas camadas inferiores do reservatório. Este efeito pode ser explicado pela injeção vertical de água nos poços injetores, a ação da gravidade, diferença de densidade entre os fluídos, bem como por ter sido considerado as propriedades isotrópicas para permeabilidade e porosidade no meio poroso.

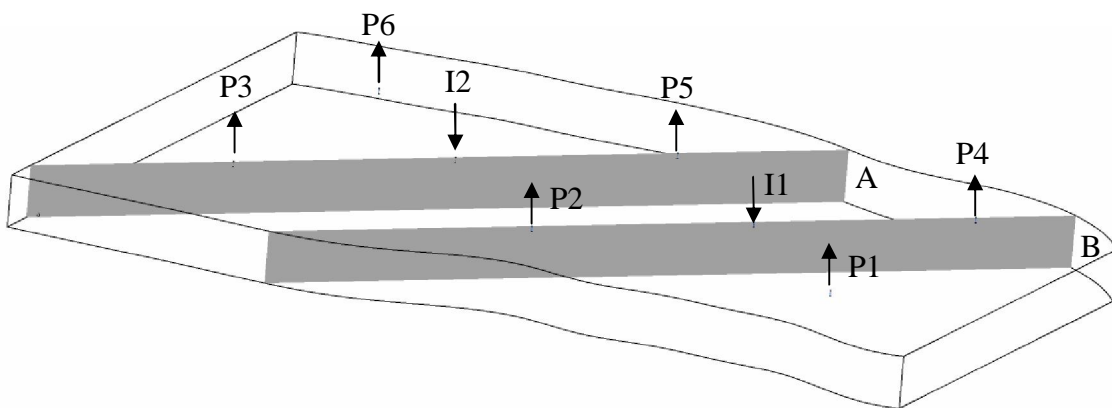


Figura 4.1 – Planos verticais e na diagonal A e B passando pelos poços produtores e injetores.

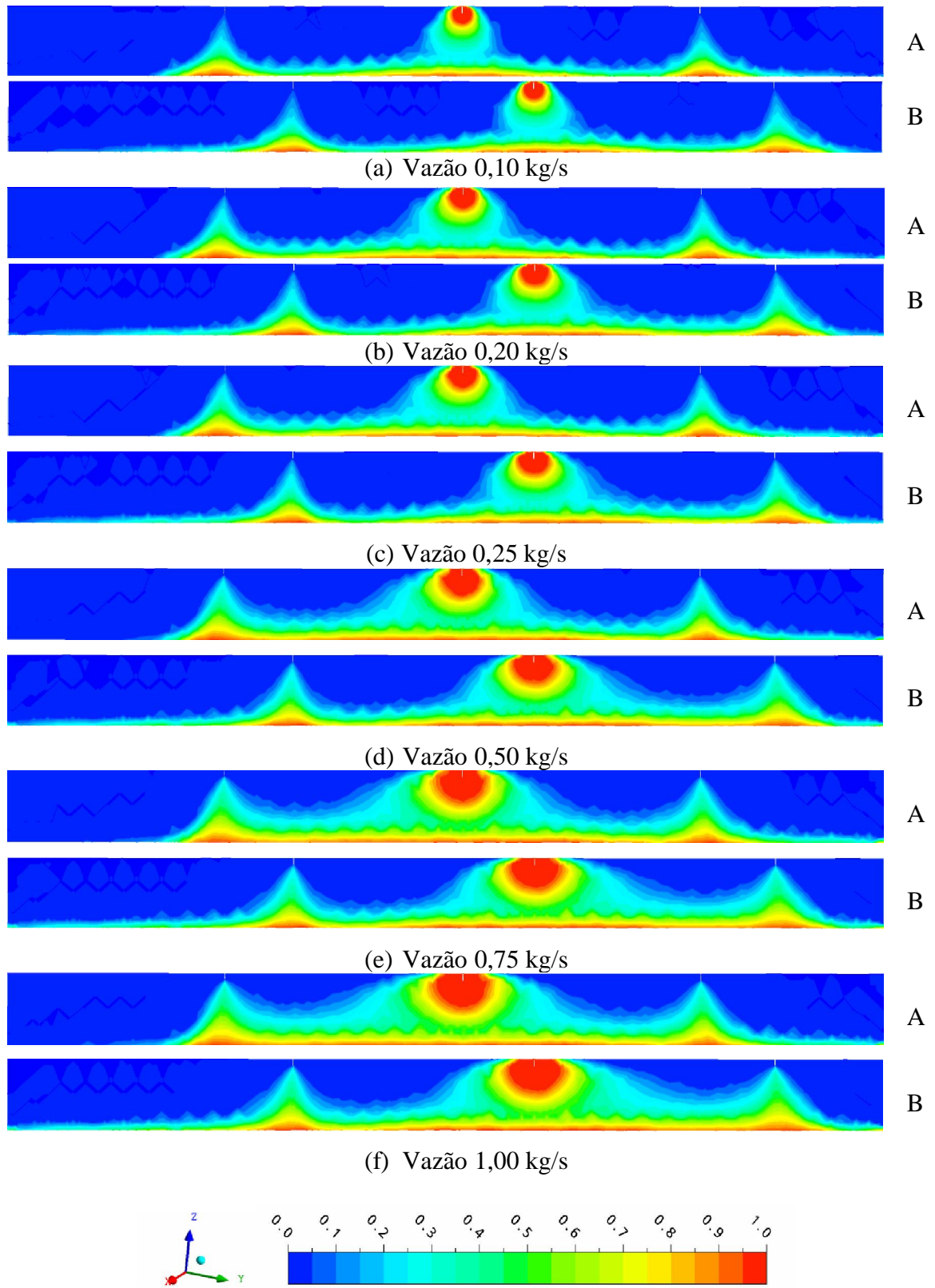


Figura 4.2 – Distribuição da fração volumétrica da água para diferentes vazões de injeção de água (a), (b), (c), (d), (e) e (f) nos planos da Figura 4.1 ($t=24.000h$).

Os resultados da distribuição de água ($t=24000$ horas) sobre os planos verticais e na diagonal passando pelos poços produtores e injetores e um plano na horizontal, posicionado a 1 cm acima da base da parcela do reservatório, ilustrado na Figura 4.3, ratificam o caminho preferencial da água em direção à base do reservatório para então seguir para os poços produtores.

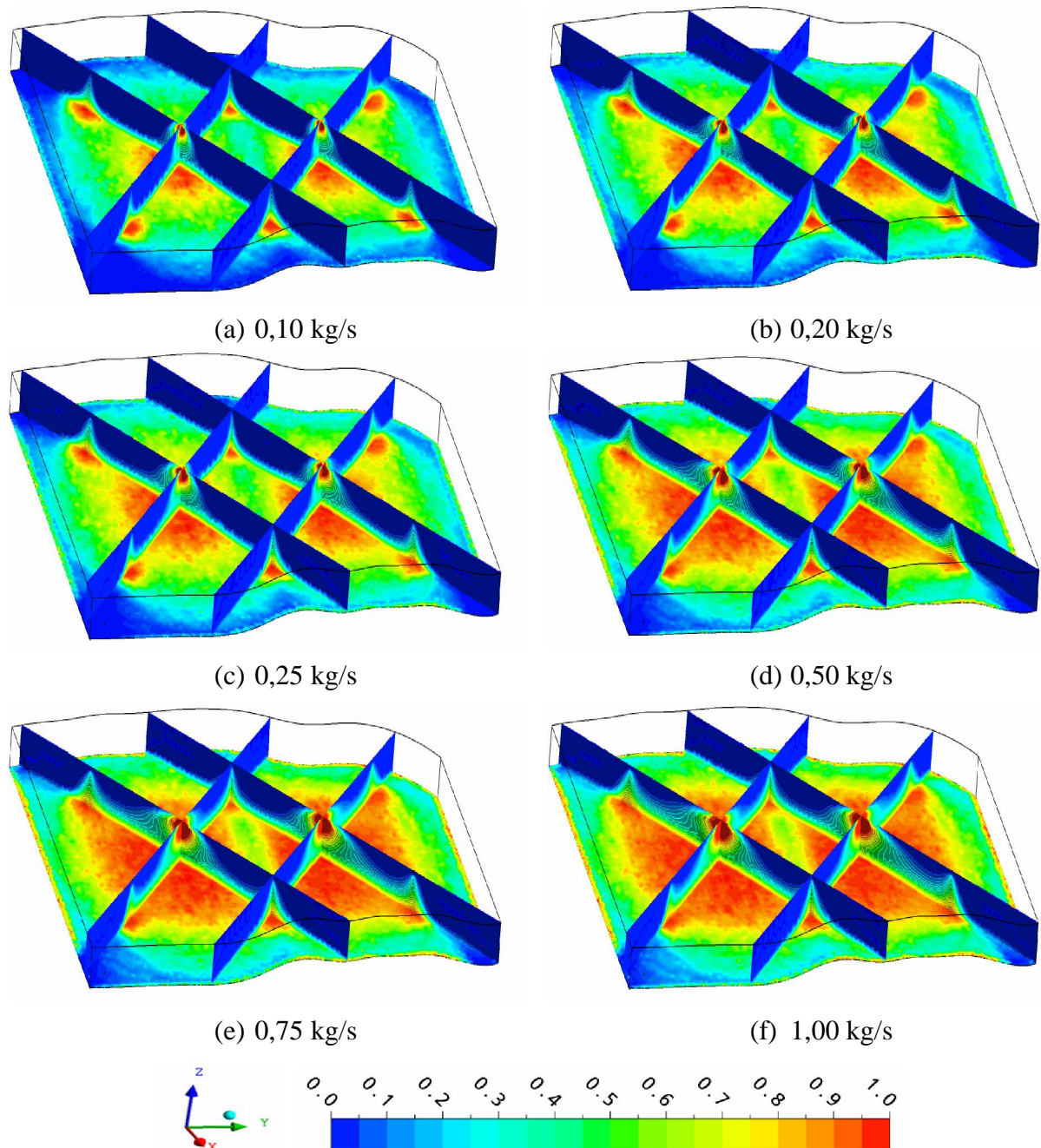


Figura 4.3 - Distribuição da fração volumétrica de água sobre quatro planos verticais e na diagonal passando pelos poços injetores e produtores e um plano na horizontal a 1 cm da base do reservatório para diferentes vazões de injeção de água ($t=24000$ horas).

Na Figura 4.4 está representado o volume de óleo acumulado em função do tempo para diferentes vazões de injeção de água. Os resultados ilustram que o volume de óleo acumulado aumenta com o aumento da vazão de água injetada. Como esperado, ao final de 24000h, observou-se que o volume acumulado de óleo foi de 30.059 m³, correspondente a Q=1,00 kg/s, valor este 45% superior ao obtido com uma vazão de Q=0,10 kg/s, proporcionado, assim, um fator de recuperação próximo de 17%. Para menor vazão injeção obteve-se 12% de fator de recuperação (Figura 4.5). Embora se tenha uma aumento significativo do fator de recuperação com o aumento da vazão de injeção, faz-se necessário avaliar suas conseqüências ao meio poroso tendo em vista o aumento da pressão nos poços injetores, como pode ser observado na Figura 4.6 (a). De acordo com Smith (1996) o aumento da pressão nos poços injetores pode proporcionar danos ao reservatório como, por exemplo, fraturas e formação de caminhos preferências. Na Figura 4.6 (b) estão representadas a evolução da pressão para diferentes vazões de injeção de água (0,25; 0,20 e 0,10 kg/s). Ao se avaliar cuidadosamente esta figura percebe-se que a diferença de pressão nas primeiras 3500 h é mais acentuada do que entre 3500 e 24.000 horas, isso ocorre porque a diferença da vazão mássica de água que chega aos poços produtores também é acentuada neste período de tempo, reduzindo assim a pressão na saída dos poços produtores, como pode ser observado na Figura 4.7.

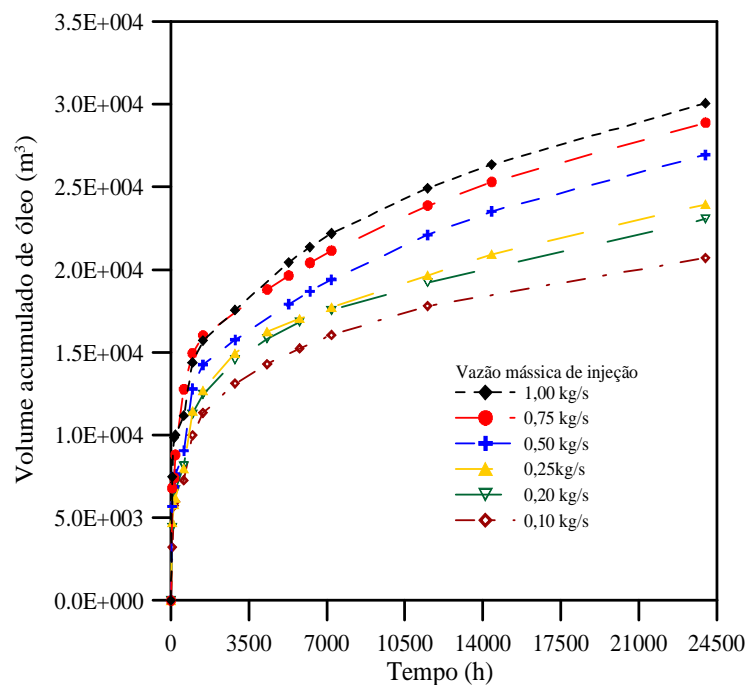


Figura 4.4 - Volume de óleo recuperado em função do tempo

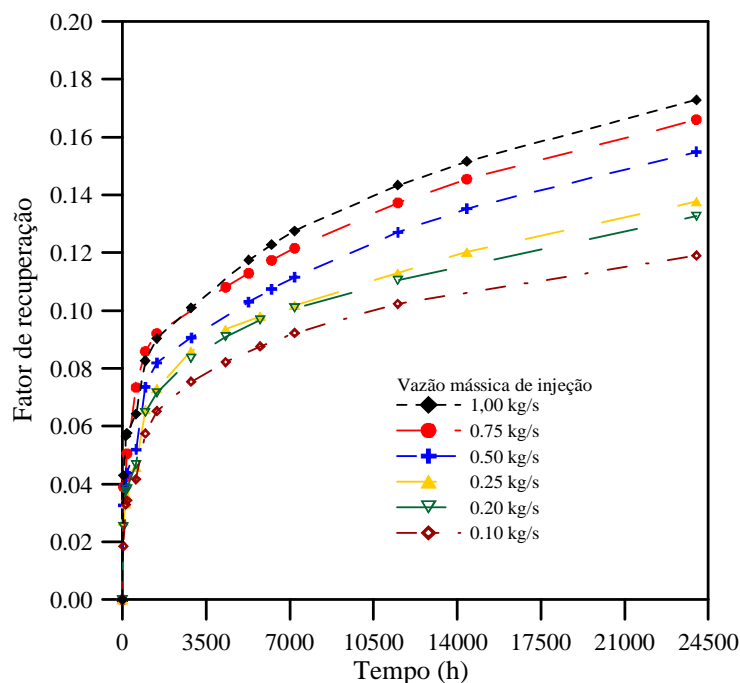


Figura 4.5 – Fator de recuperação em função do tempo

A partir dos resultados apresentados na Figura 4.6 e dos trabalhos reportados na literatura, a exemplo de Costa *et al.* (2003) e Cordeiro *et al.* (2007) optou-se por trabalhar com vazões variando entre 0,1 e 0,25 kg/s, cujas pressões iniciais de injeção estão entre 12,0 a 27,2 MPa. Como o comportamento da pressão nos dois poços injetores mostraram-se praticamente iguais, na Figura 4.6 está ilustrado a variação de pressão para um poço injetor.

Com o objetivo de avaliar o comportamento da produção de óleo em cada um dos poços produtores (Figura 3.7) estão representadas na Figura 4.7 as evoluções temporal da vazão mássicas (Q) das fases água e óleo para três vazões de injeção de água (0,10; 0,20 e 0,25 kg/s). Pode-se observar um comportamento semelhante nos 3 (três) casos, crescente para a água e decrescente para o óleo. Percebe-se que as vazões mássicas de óleo nos poços produtores são praticamente coincidentes, a exceção do poço 3 (Figura 3.7), que, por estar mais afastado da fronteira do reservatório, a pressão no poço produtor P3 é menor do que nos poços produtores circulares P2 e P4, conforme pode ser observado na Figura 4.8, que representa a evolução temporal da pressão medida na seção de saída do fluido nos poços produtores para uma vazão mássica de injeção de água igual a 0,25 kg/s. Este fato pode ser explicado pelas condições de

contorno impostas obrigando os fluidos a caminharem em direção a este poço. O mesmo ocorre com a água, nas três situações avaliadas.

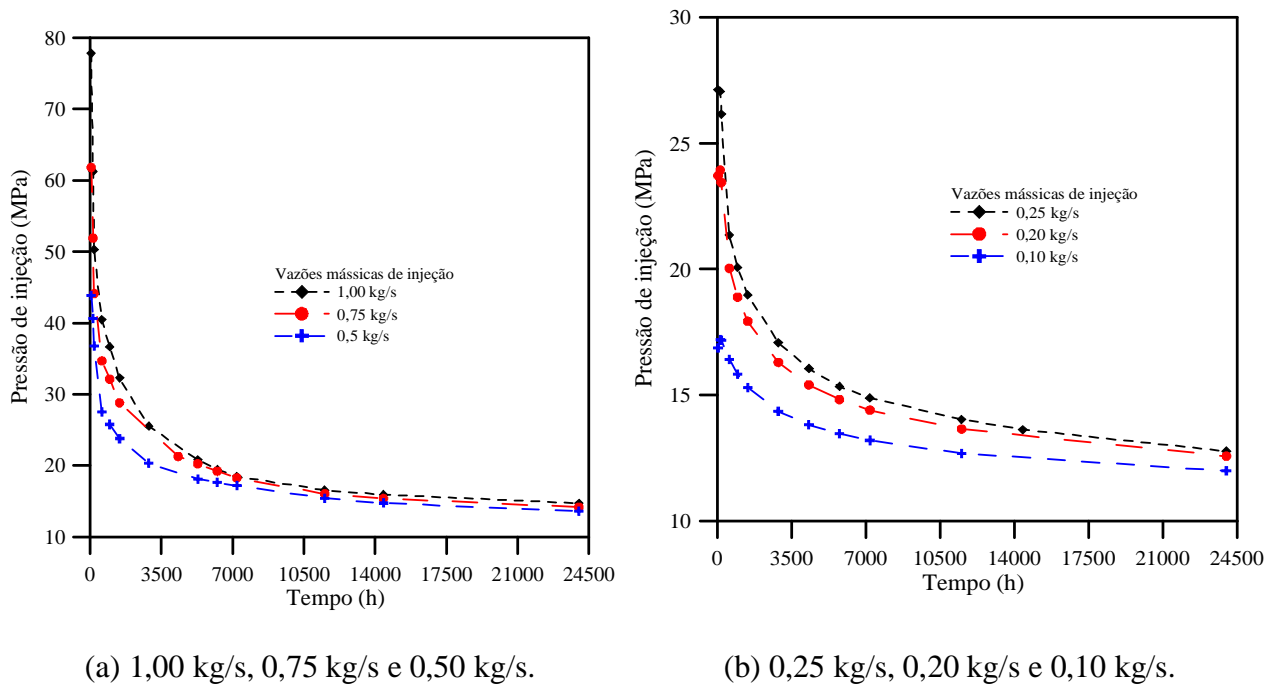
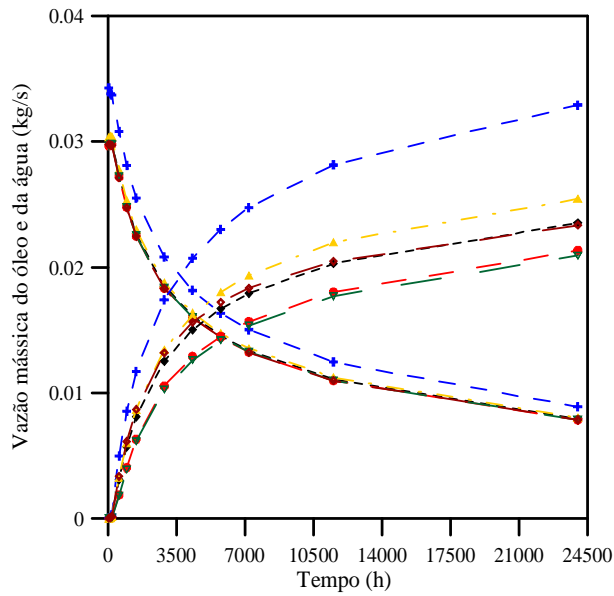
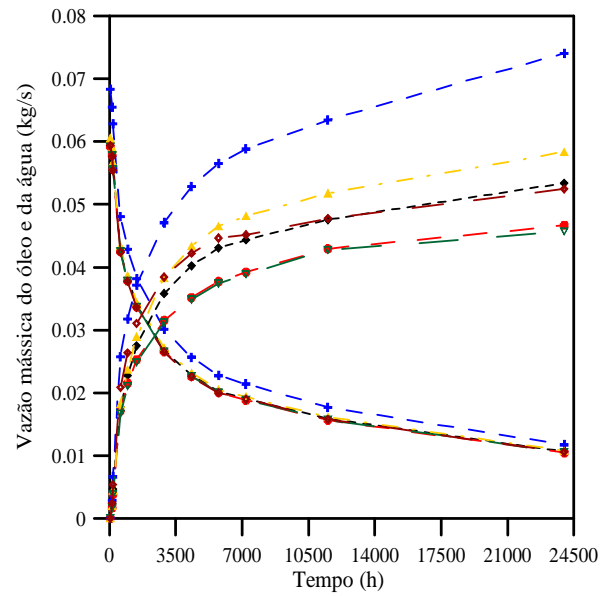


Figura 4.6 – Variação de pressão no poço injetor (I1) com o tempo.

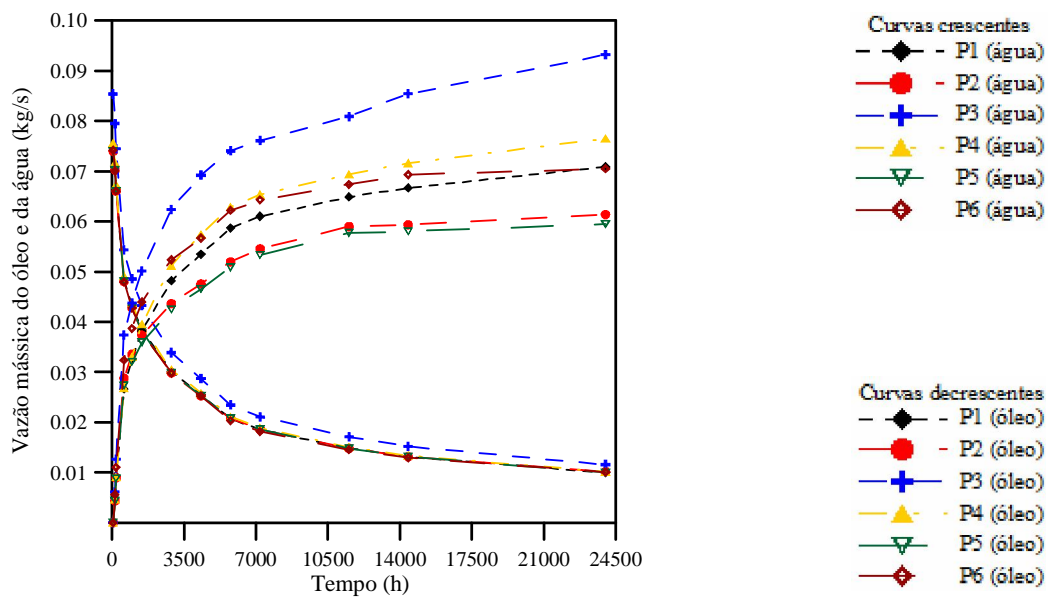
Na Figura 4.7, observa-se igualmente que as quantidades de água produzidas são diferentes praticamente em todos os poços. Isto se dá em consequência da baixa viscosidade da água em comparação à do óleo pesado, bem como a mobilidade da mesma. Outro ponto a ser destacado refere-se aos poços produtores P2 e P5 (Figura 3.7), que, por estarem posicionados nas proximidades do centro da parcela do reservatório e entre os dois poços injetores, são submetidos a duas frentes de avanço de água fazendo com que haja um retardamento no seu deslocamento em consequência dos gradientes de pressão que estão sendo submetidos. Ao se observar mais atentamente as três figuras (Figuras 4.7 a, b e c) verifica-se que, com o aumento da vazão de injeção de água, há um aumento no desvio das curvas referentes a evolução da vazão de água produzida com o tempo, que pode ser explicado por uma redução da viscosidade da mistura água-óleo favorecendo, assim, um aumento de sua mobilidade bem como um aumento na diferença de pressão entre os poços injetores e produtores que proporciona um maior deslocamento de água no interior do reservatório em direção aos poços produtores.



(a) Vazão mássica de injeção 0.10 kg/s



(b) Vazão mássica de injeção 0.20 kg/s



(c) Vazão mássica de injeção 0.25kg/s

Figura 4.7 - Comportamento das vazões mássicas de água e óleo nos poços produtores ao longo do tempo.

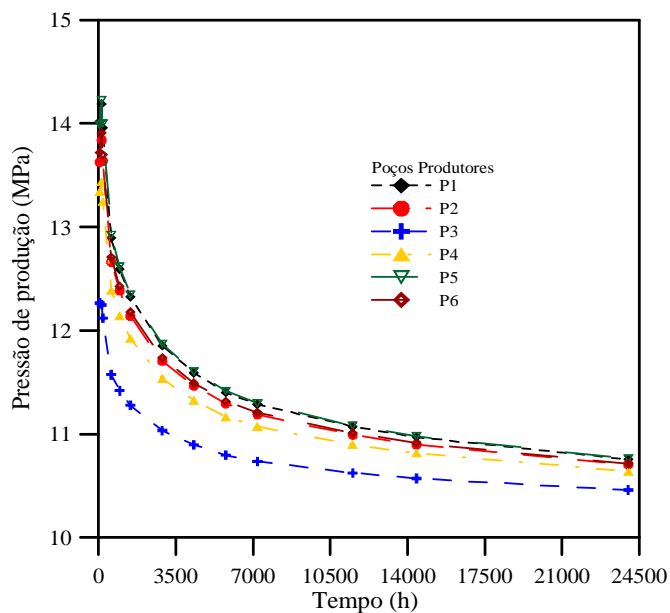


Figura 4.8 – Evolução da pressão nos poços produtores, para de injeção de 0,25 kg/s.

4.1.2 Injeção na superfície

Com o objetivo de avaliar a influência da posição da seção de entrada de água na parcela do reservatório foram realizadas diferentes simulações, nas quais a seção de entrada encontra-se na superfície superior do domínio de estudo (Figura 3.4) e no interior do domínio de estudo (Figura 3.3). A partir dos resultados, foram determinados o fator de recuperação e plotados em função do tempo de produção, juntamente com os obtidos quando se considerou a injeção no interior da parcela do reservatório (Figura 3.3), na Figura (4.9).

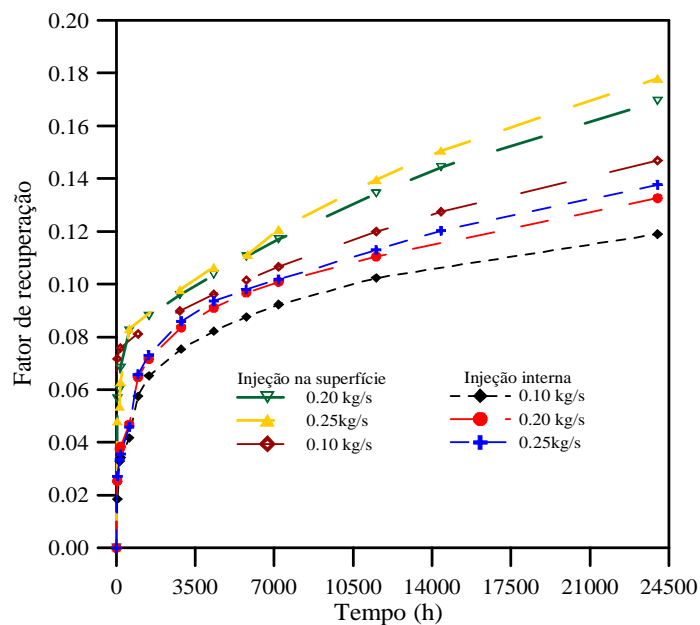


Figura 4.9 – Fator de recuperação para pontos de injeção diferentes.

Como pode ser observada, a mudança do ponto de injeção (na superfície ou no interior) tem uma influência direta no fator de recuperação. As injeções de água no nível da superfície da parcela do reservatório apresentaram melhores valores do fator de recuperação para os três valores de vazão mássica de água injetada analisadas. Os valores numéricos do fator de recuperação podem ser consultados na Tabela A2.1, no Apêndice 2. Isto se deve ao fato de que a água injetada na superfície do reservatório apresenta um percurso vertical maior até o fundo do reservatório, deslocando mais óleo horizontalmente, em comparação a que se têm quando a seção de injeção de água do poço encontra-se no interior da parcela do reservatório, como pode ser observado na Figura 4.10. Esta figura é relativa a evolução temporal da fração volumétrica de água em um plano que passa verticalmente por um poço injetor e dois poços produtores, como ilustrado na Figura 4.11, em instantes de tempo diferentes.

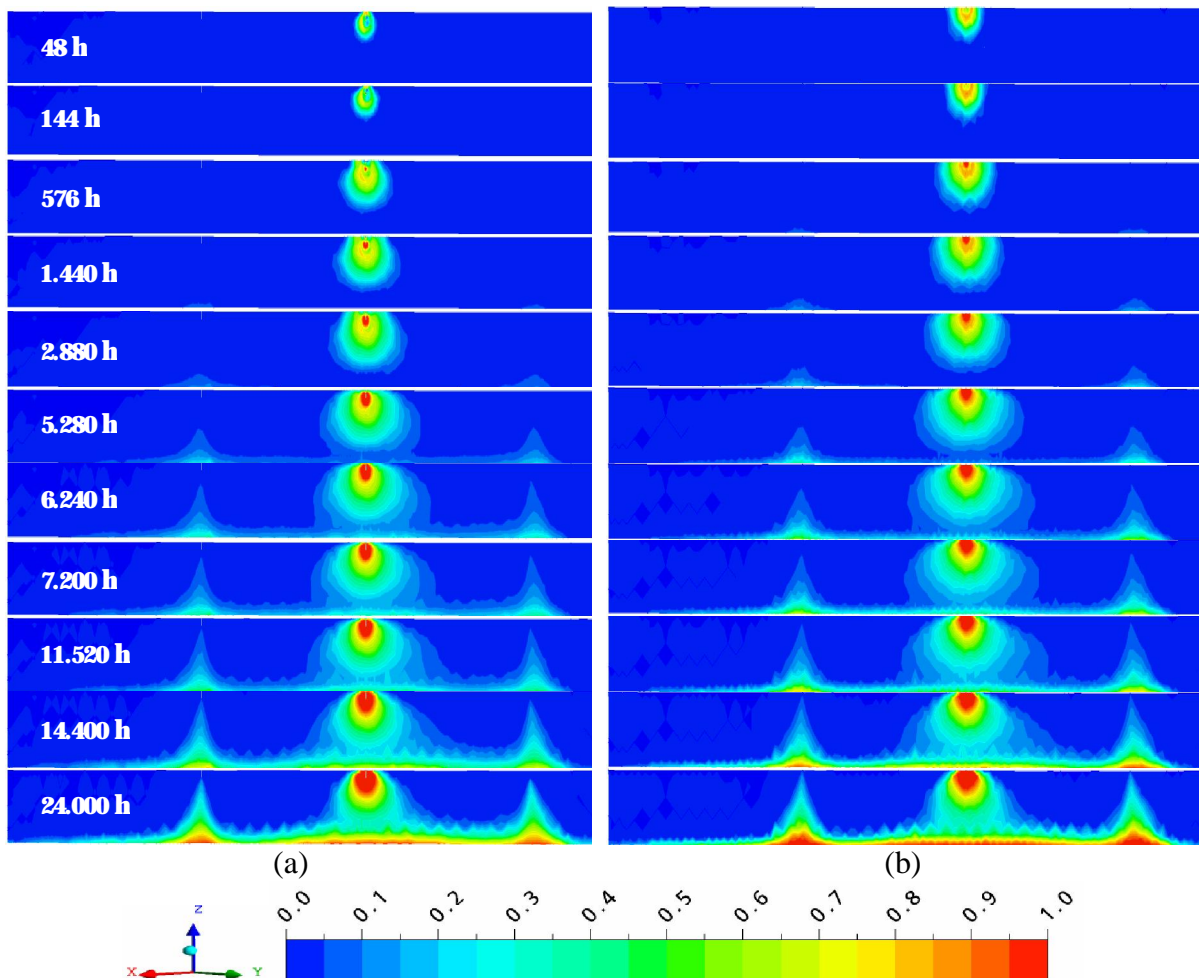


Figura 4.10 – Evolução da fração volumétrica da água sobre um plano vertical passando por um poço injetor e dois produtores: (a) Injeção interna; (b) Injeção na superfície.

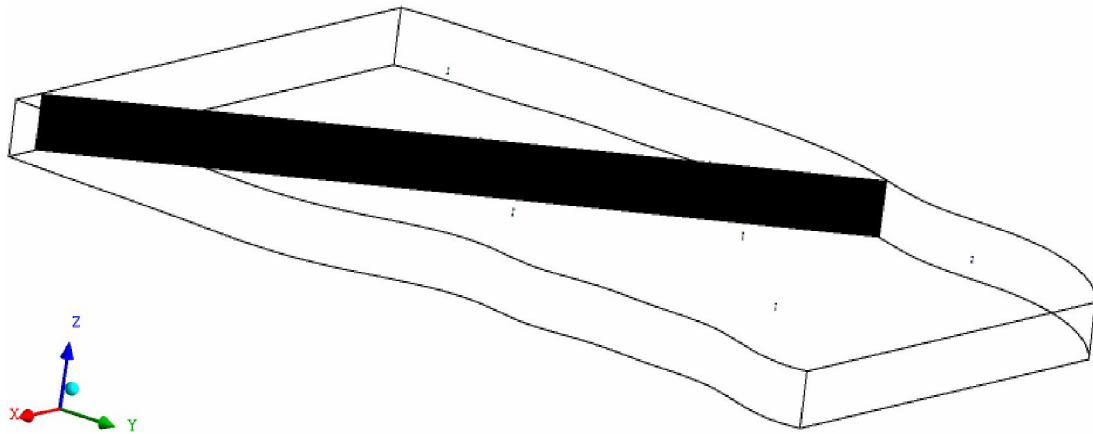


Figura 4.11 – Posição do plano na parcela do reservatório.

O valor de fator de recuperação equivalente a vazão mássica de injeção de 0,10 kg/s (injeção interna) se aproximam do valor de fator de recuperação encontrado por Costa *et al.* (2003) para condições isotérmicas ($F_r = 11\%$).

A Figura 4.12 ilustra a diferença do volume de óleo acumulado para estas duas situações de injeção ao longo do tempo.

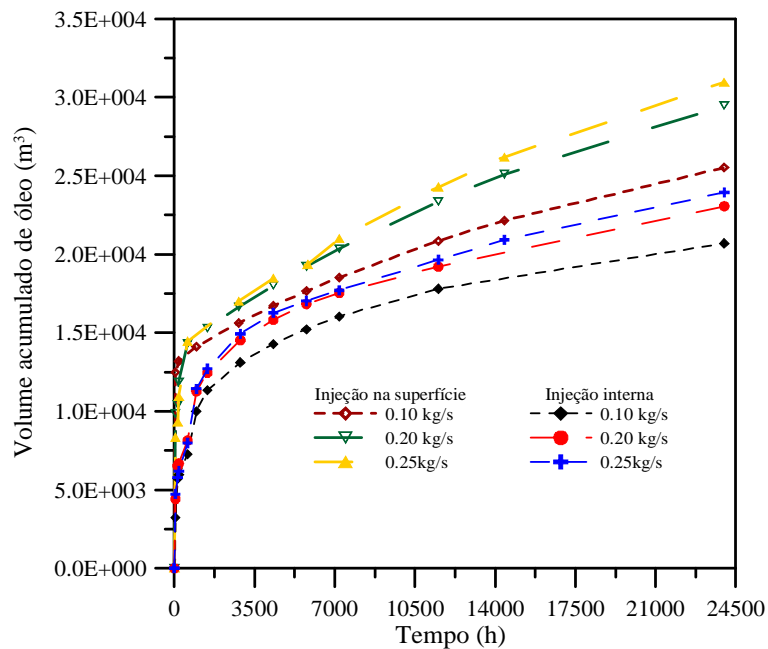


Figura 4.12 – Volume acumulado de óleo para pontos de injeção diferentes.

4.2 Caso não-isotérmico

A fim de por em evidência o efeito térmico no processo de recuperação de óleo pesado na parcela de reservatório avaliado na seção anterior, tomou-se o caso 3 (vazão mássica igual a 0,25 kg/s), fixou-se as temperaturas de injeção de água e do reservatório e variou-se o número de *Nusselt* (Tabela 3.5). Os resultados destas simulações estão representados na Figura 4.13, onde está representado a evolução do fator de recuperação com o tempo para diferentes valores do número de *Nusselt* (1; 2; 4; 6; 8 e 10), para a situação em que a seção de entrada do poço encontra-se no interior do reservatório, Figura 3.3.

Neste exemplo buscou-se analisar o deslocamento dos fluidos quando submetidos à recuperação térmica com injeção de água quente durante 24000 (vinte e quatro mil) horas, estudando a influência do número de *Nusselt* no processo de transferência de calor e no fator de recuperação do processo analisando a variação da viscosidade do óleo e água no reservatório, para em seguida, comparar com o caso isotérmico.

O comportamento das curvas da Figura 4.13 indica que houve diferenças razoáveis entre os fatores de recuperação de óleo pesado obtidos considerando a variação do número de *Nusselt*. Na Tabela 4.1 estão representadas os resíduos do fator de recuperação (RF_{r_j}) determinadas usando a seguinte correlação:

$$RF_{r_j} = \left| \frac{Nu_i - Nu_1}{Nu_1} \right| \cdot 100, \text{ com } i=2, 4, 6, 8 \text{ e } 10 \text{ e } j=1, 2, 3, 4 \text{ e } 5$$

onde Nu_1 corresponde o valor do número de *Nusselt* igual a 1 e Nu_i é o número de *Nusselt* igual a 2, 4, 6, 8 ou 10.

As diferenças podem ser decorrentes das condições de contorno adotadas nas fronteiras da parcela do reservatório, e pelo fato de existir regiões com muita água e regiões com muito óleo (como ilustrado na Figura 4.14 (a)), reduzindo a área de contato água/óleo e também devido ao escoamento ser a baixa velocidade (a transferência de calor por convecção que ocorre na interface água/óleo é muito lenta, comparado ao

efeito condutivo de calor no escoamento), fazendo com que a variação do número *Nusselt* não influencie substancialmente na equação de transferência de calor.

Isto pode ser constatado na Figura 4.15, onde estão representados os campos de temperatura para a água e o óleo, respectivamente, sobre os planos verticais e na diagonal passando por todos os poços injetores e produtores. Observa-se, visualmente, que não há praticamente nenhuma diferença na distribuição de temperatura das fases.

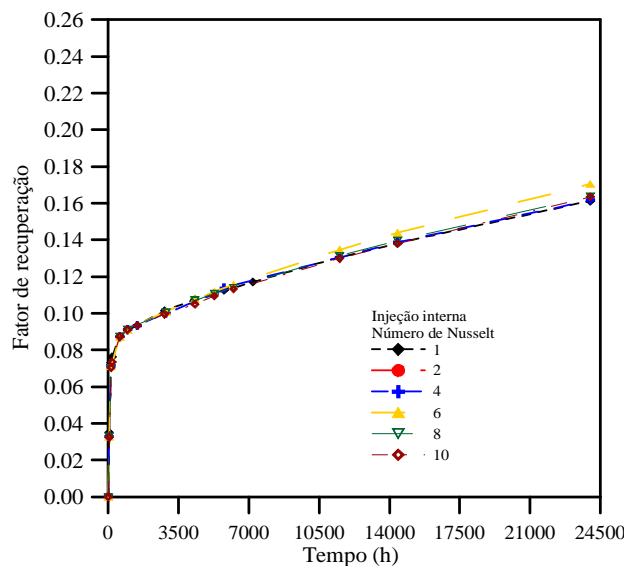


Figura 4.13 – Evolução do fator de recuperação para diferentes números de *Nusselt*.

Tabelas 4.1 – Desvio entre os valores de fator de recuperação em vários instantes de tempo para os números de *Nusselt* utilizados.

Resíduos do fator de recuperação (RF_R)						
Tempo (h)	RF_{R_2}	RF_{R_4}	RF_{R_6}	RF_{R_8}	$RF_{R_{10}}$	Maior Desvio (%)
48	4%	6%	7%	6%	7%	7
144	1%	2%	3%	4%	4%	4
960	0%	0%	0%	0%	0%	0
1440	0%	0%	3%	1%	0%	3
2880	2%	1%	0%	1%	2%	2
5280	1%	1%	2%	1%	0%	2
11520	1%	0%	3%	1%	1%	3
14400	2%	0%	4%	1%	0%	4
24000	5%	0%	6%	2%	1%	6

Como não foi observada influência significativa do número de *Nusselt* sobre o fator de recuperação de óleo pesado, doravante os resultados apresentados e discutidos serão baseados no número de *Nusselt* igual a 2. Na Figura 4.14 estão representadas as distribuições da fração volumétrica da água sobre quatro planos na vertical passando por todos os poços para os casos não-isotérmicos (a) e isotérmicos (b). Pode-se observar um comportamento similar no deslocamento da água injetada para as camadas inferiores do reservatório, porém a área invadida pela água quente, Figura 4.14 (a), foi maior se comparado com situação isotérmica, Figura 4.14 (b), após 24000 horas de injeção. Isto ocorre devido a transferência de calor entre a água e o óleo pesado, favorecendo uma redução da viscosidade do óleo pesado, com conseqüente aumento de sua mobilidade no meio poroso em direção aos poços produtores.

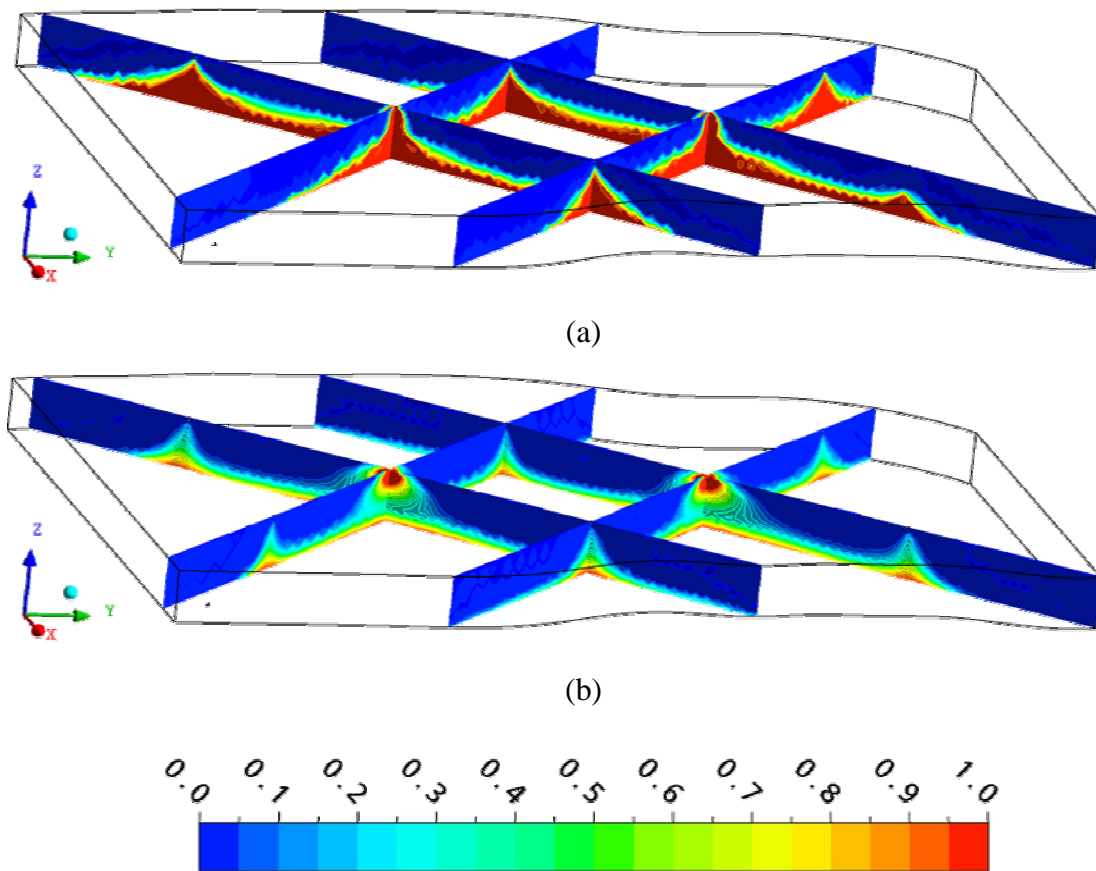


Figura 4.14 – Distribuição da fração volumétrica da água sobre os planos verticais passando por todos os poços: (a) caso não-isotérmico; (b) caso isotérmico ($t=24000h$).

Nas Figuras 4.16 e 4.17 estão representadas as distribuições de viscosidade da água e do óleo pesado ilustrando como se comportam com o campo de temperatura

(Figura 4.15), para o tempo correspondente a 24000 horas de injeção. Na Figura 4.18 estão representadas as evoluções da viscosidade média do óleo na saída dos poços produtores com o tempo. Observa-se que uma redução brusca da viscosidade nas primeiras 7000 horas em todos os poços, com exceção no poço produtor (P1). Este fato pode estar relacionado com o menor deslocamento de água na direção deste poço e, portanto, menores troca térmica com o óleo pesado e quantidade de emulsão formada.

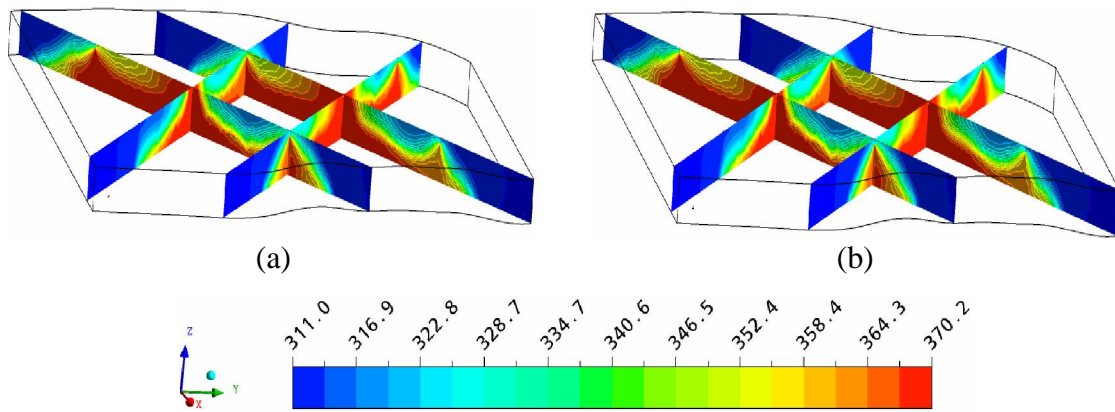


Figura 4.15 – Distribuição da temperatura da água (a) e do óleo (b) (K)

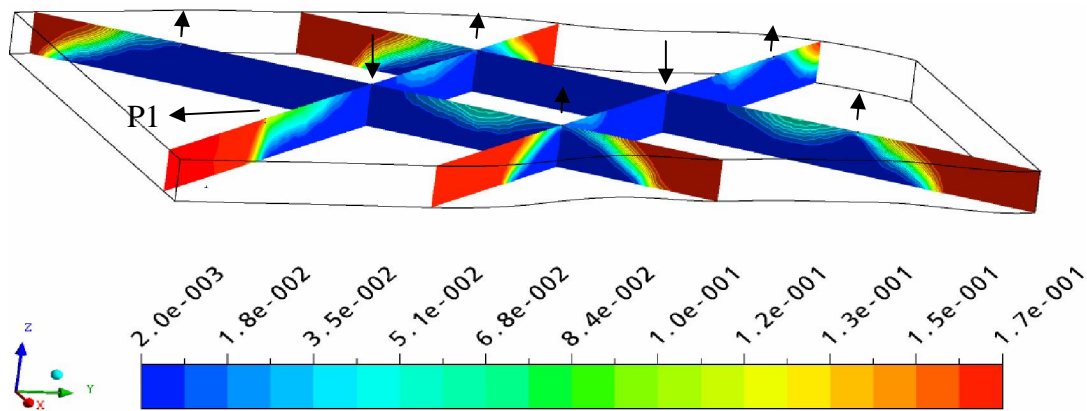


Figura 4.16 – Distribuição de viscosidade dinâmica do óleo (Pa.s)

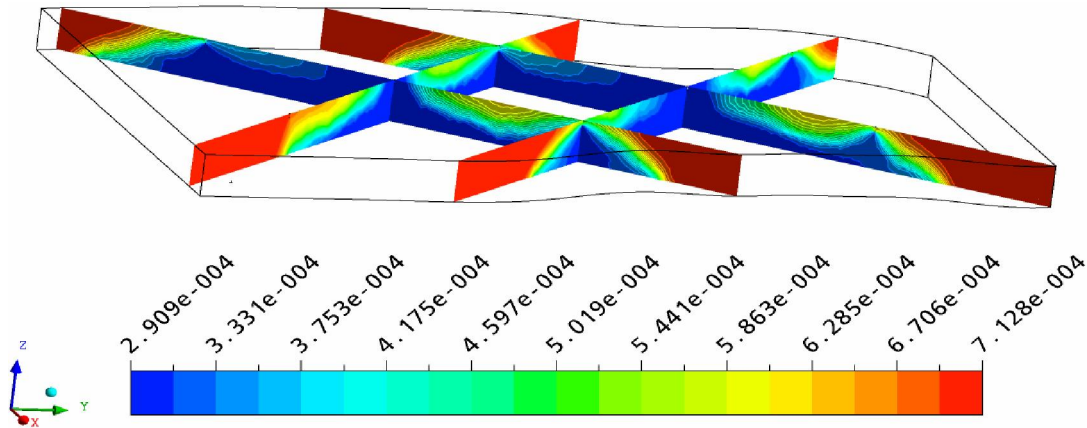


Figura 4.17 – Distribuição de viscosidade dinâmica da água (Pa.s)

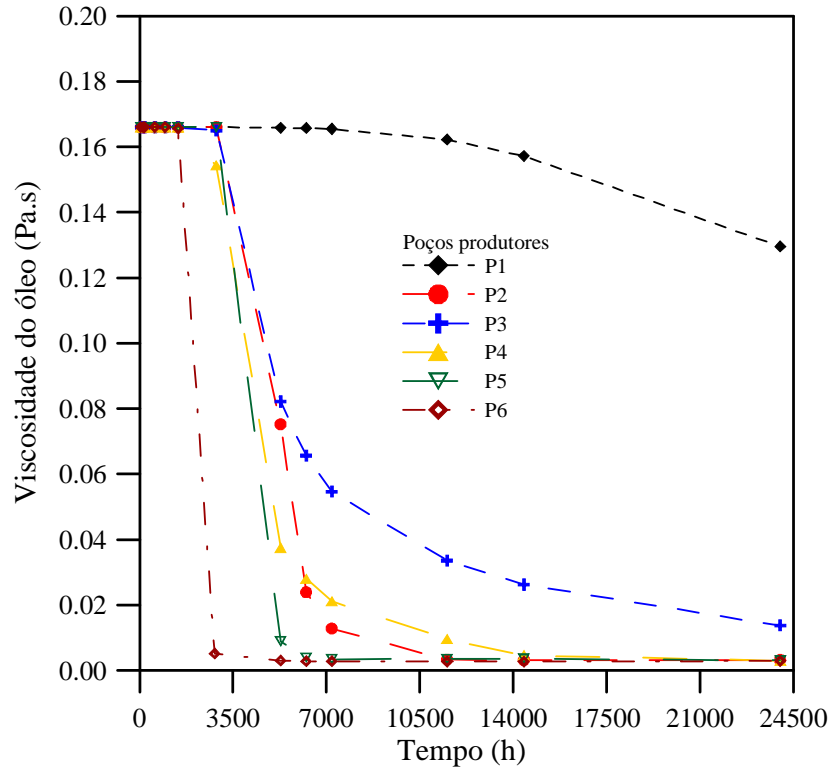


Figura 4.18 - Variação da viscosidade média do óleo na saída dos poços produtores.

Outro comportamento interessante observado é que a água leva mais tempo para chegar aos poços produtores quando o processo ocorre com transferência de calor entre as fases, que no caso isotérmico; a diminuição da viscosidade do óleo pela troca de calor com a água (Figura 4.16), faz com que haja um aumento da mobilidade do óleo pesado. O efeito térmico na viscosidade da água é menor. Este fato pode ser visto a partir das curvas de pressão nos poços produtores ao longo do tempo (Figura 4.19). Percebe-se que há uma queda brusca de pressão no reservatório após um período praticamente constante da pressão nas primeiras 2880 h ou 120 dias, indicando o momento de chegada da água nos poços produtores, fenômeno conhecido *breakthrough* (Rosa *et al.*, 2001). No caso isotérmico, a curva de pressão equivalente à uma vazão de 0,25 kg/s, Figura 4.8, não é constatado este fenômeno nas primeiras 2880 horas, devido a chegada da água rapidamente aos poços produtores.

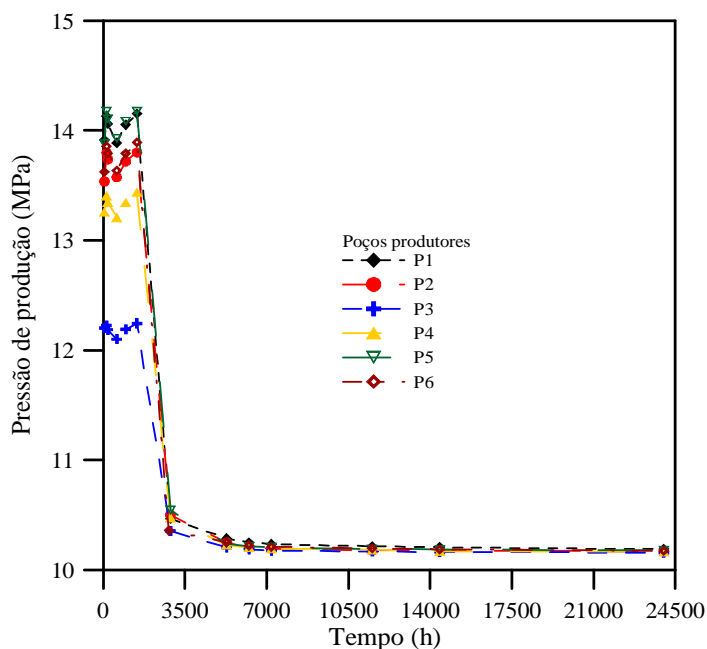


Figura 4.19 – Variação de pressão nos poços produtores, para uma vazão de injeção de 0,25 kg/s.

De uma análise feita comparando-se a injeção térmica interna e na superfície do reservatório, por meio das curvas do fator de recuperação em função do tempo representadas na Figura 4.20, pode-se constatar que a injeção de água quente na superfície da parcela do reservatório apresenta melhores resultados do que injeção interna com água quente. O fator de recuperação para injeção de água quente na superfície foi igual a 0,24, enquanto que para injeção seu valor atinge 0,17, um aumento de 29% no fator de recuperação.

Ao se comparar os resultados do fator de recuperação de óleo para os casos isotérmico e não-isotérmico, levando em consideração se a injeção de água é realizada na superfície ou no interior da parcela do reservatório, pode-se verificar na Figura 4.21 que o método de recuperação com injeção de água na superfície do reservatório apresenta melhores resultados do que a injeção interna para produção de óleo no reservatório de petróleo estudado. Outro resultado interessante é que, mesmo sem levar em consideração o efeito da temperatura (isotérmico), o fator de recuperação obtido com a injeção na superfície da parcela do reservatório apresentou melhores resultados se comparados com os de injeção no interior do reservatório (cerca de 29% de diferença). Então pode-se afirmar que a forma de injeção de água no reservatório tem uma importante influência no processo de produção de óleo de um reservatório petrolífero.

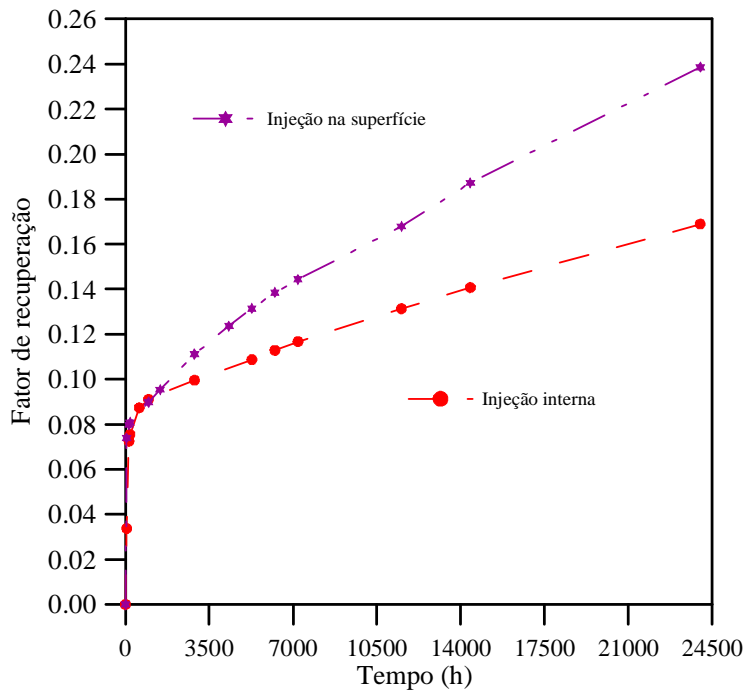


Figura 4.20 – Comparação entre o fator de recuperação, obtido com o método de injeção térmica interna e superficial. $Q=0,25$ kg/s e $Nu=2$.

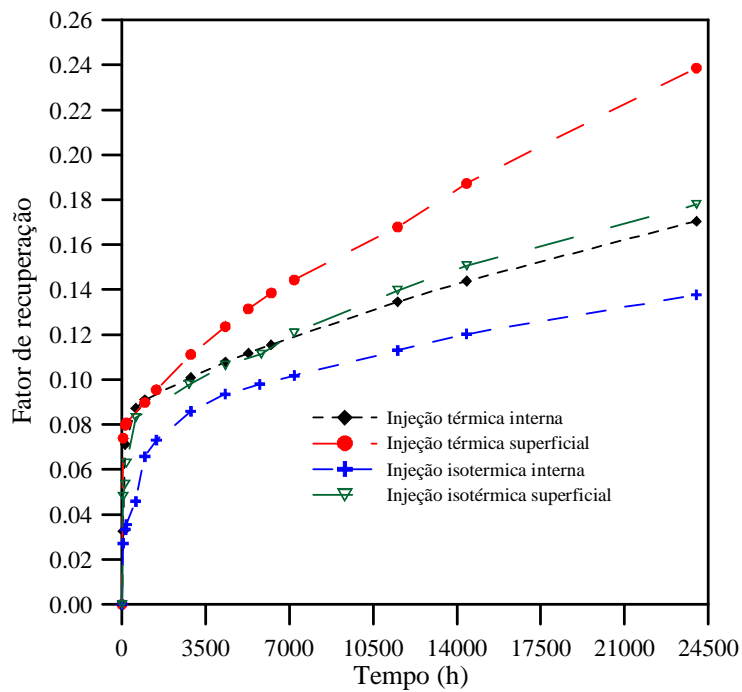


Figura 4.21 – Fator de recuperação para os métodos de recuperação estudados. $Q=0,25$ kg/s.

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusões

Com os resultados numéricos da simulação do processo de recuperação avançada de óleos pesados em reservatórios de petróleo pode-se concluir que:

- a) O fator de recuperação de óleo apresentou um comportamento diretamente proporcional ao aumento da vazão mássica de injeção de água na parcela de reservatório. Variando de 0,12 até 0,17, quando a vazão mássica de água na injeção varia de 0,10 kg/s até 1,00 kg/s, respectivamente.
- b) Os resultados, para as condições do problema estudado, mostram que quanto mais afastado o poço produtor estiver das fronteiras impermeáveis do reservatório, maior será a quantidade de água produzida.
- c) Para a situação não-isotérmica a variação do número de *Nusselt* não teve influência substancial no fator de recuperação de óleo para os casos não-isotérmicos estudados. Diferença máxima de 7% foi obtida ao se variar o número de *Nusselt* de 1 até 6.
- d) As simulações realizadas revelaram a importância de se considerar a influência da temperatura no processo de fluxo, principalmente para óleos de alta viscosidade, onde o aumento da temperatura promove uma redução significativa na viscosidade, aumentando a sua mobilidade, resultando assim, num fator de recuperação mais elevado.
- e) A posição de injeção de água, interna ou na superfície, no reservatório mostrou-se ser um parâmetro importante no fator de recuperação. Uma diferença de 29% no fator de recuperação foi obtida ao se usar a injeção na superfície do reservatório quando se levou em consideração o efeito da temperatura e 18% no caso isotérmico.
- f) A evolução da pressão com o tempo entre os poços produtores e injetores apresentaram uma inclinação brusca no momento em que água injetada atinge os poços produtores.

- g) Os perfis de fração volumétrica de água, tanto nos casos isotérmicos e não-isotérmicos, ilustram um deslocamento preferencial da água injetada pela base do reservatório em direção aos poços produtores.

5.2 Sugestões para trabalhos futuros

Baseado na pesquisa realizada, sugere-se as seguintes atividades:

- a) Considerar a hipótese de uma situação real para os contornos do reservatório. Sempre se deve esperar perda de calor para as camadas adjacentes, o que obviamente diminui a eficiência do método térmico.
- b) Considerar o escoamento multifásico água-gás-óleo, com casos de injeção de água, ou ainda, considerando os efeitos térmicos oriundos da injeção de vapor.
- c) Estudar a recuperação avançada de petróleo utilizando poços direcionais.
- d) Variar a diferença de temperatura entre a água injetada e o óleo e suas consequências no processo de recuperação de óleos pesados.
- e) Estudar as características do meio poroso, variando suas propriedades petrofísicas, como por exemplo, permeabilidade e porosidade, e suas consequências no processo de recuperação de óleos pesados.
- f) Utilizar dados reais em reservatórios não-convencionais.
- g) Testar eficiência do método para óleos leves associados a reservatórios.

6. BIBLIOGRAFIA

Alboudwarej, H.; Felix, J.; Taylor, S. **Highlighting Heavy Oil**, Oilfield Review. p.34-53, Jun. 2006. <http://www.slb.com>. Acesso em: 31/09/2009.

Albuquerque, H. S.; Vale, T. Y. F.; Dantas, T. N. C.; Avelino Neto, A.; Santanna, V. C.; Coelho, T. A. M. **Estudo da Eficiência de Sistemas Microemulsionados na Recuperação Avançada de Petróleo**, 4º PDPETRO, Campinas, SP, 2007.

Ahmed, T. H. **Reservoir Engineering Handbook**, Gulf Professional Publishing, 2001, 1211p.

Ahmed, T. H.; Mekinney, P.D. **Advanced Reservoir Engineering**, Gulf Professional Publishing, 2005.

Andrews, A. **Oil Shale: History, Incentives, and Policy**. Congressional Research Service, 2006. <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/RL33359.pdf>. Acesso em: 16/03/2010.

Atlas de energia elétrica no Brasil/ Agência Nacional de Energia Elétrica. 2. Ed – Brasília; ANEEL, p. 111, 2005. www3.aneel.gov.br/atlas/atlas_2edicao/download.htm. Acesso em: 31/05/2009.

Babadagli, T.; Al-Bemani, A. **Investigations on Matrix Recovery during Steam Injection into Heavy-Oil Containing Carbonate Rocks**, Journal of Petroleum Science and Engineering, v.58, p. 259–274, 2007.

Barrilhas, J. L. M. **Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais**, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Dissertação de Mestrado, UFRN, Natal, 2005.

Barillas, J. L. M.; Dutra Jr, T. V.; Mata, Queiroz, W. G. O. **Estudo do Projeto de Injeção no Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção de Vapor**, Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Salvador, 2005. http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0260_05.pdf. Acesso em: 14/05/2009.

Barillas, J. L. M.; Medeiros, H. O.; Dutra T. V.; Jr., Mata, W. **Influência dos Parâmetros de Reservatório no Processo de Injeção de Solução Miscelar na Recuperação Avançada do Petróleo**, 4º PDPETRO, Campinas, SP, 2007. http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_2_1_0317-1.pdf. Acesso em: 10/11/2008.

Barillas, J. L. M.; Dutra Jr, T. V.; Mata, W.; Queiroz, G. O. **Modelagem de Parâmetros de Reservatório no Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor**, 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Salvador, 2005. http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0132_05.pdf. Acesso em: 10/03/2009.

Bear, J. **Dynamics of Fluids in Porous Media**. American Elsevier Publishing Company, 1975, Inc. 2º ed.

Chen, J. **Heavy oils**, SIAM News, Vol. 39, nº3, 2006.

Corrêa, O. L. S.; **Petróleo, Noções sobre Exploração, Perfuração, Produção e Microbiologia**, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2003.

Correia, D. Z.; França, F. P. ; Mothé, C. G. **Estudo Reológico de Polímeros e Blendas para Recuperação Terciária de Petróleo**, 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Salvador, 2005. http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0135_05.pdf. Acesso em: 10/09/2008.

Cordeiro, A. F.; Medronho, R. A.; Telles, A. C. S. da S.; Furtado, C. J. A. **Simulação da Injeção de Água em Reservatórios Empregando CFD**, 4º PDPETRO, Campinas, SP, 21-24 de Outubro de 2007.

http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_2_1_0389-2.pdf. Acesso em: 10/04/2009.

Costa, T., Lança, R. **Escoamentos em Meios Porosos**. Escola Superior de Tecnologia Universidade do Algarve, Capítulo II, 2001.

Costa, L. M.; Guimarães, L. J. N.; Pontes Filho, I. D. S. **Simulação de Injeção de Água em Análogos de Reservatórios em Condições não Isotérmicas**, 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, Recife, 2003.

<http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/2/2018.pdf>. Acesso em: 10/06/2009.

Costa, O. José. **Estudo sobre Injeção de Água Acima da Pressão de Propagação de Fratura**, Universidade Estadual de Campinas, Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo, Campinas, 2008.

Coutinho, M. J. A. R. S. **Melhoria da Durabilidade dos Betões por Tratamento da Cofragem**, Editora FEUP, 1º edição, pg 58, 2005.

Cunha, A. L.; Farias Neto, S. R. **Aplicação da Fluidodinâmica Computacional na Separação Água/Óleo através de Membranas Cerâmicas**, 5º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, Ceará, 2009.

Curbelo, F. D da S. **Recuperação Avançada de Petróleo Utilizando Tensoativos**. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Março de 2006.

http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_2_1_0067-2.pdf. Acesso em: 10/05/2009.

Elliot K. T.; Kovsky A. R. **Simulation of Early-Time Response of Single Well Steam Assisted Gravity Drainage**. Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, SPE 54618, 26-28, May, 1999.

Ergun, S. **Fluid Flow Through Packed Columns**. Chemical Engineering Progress. 48:89–94, 1952.

Firoozabadi, A., Katz, D. L. **An Analysis of High-Velocity Gas Flow Through Porous Media**, Journal of Petroleum Technology, pp. 211-216, 1979.

Galvão, E. R. V. P. **Recuperação Avançada em Reservatórios de Óleo Pesado**, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo UFRN, 2008.

Gaspari, H. C. **Obtenção de Propriedades Petrofísicas a partir de Imagens Petrográficas**, Relatório Final de Estágio, UFSC, Florianópolis, 2003.
http://www.dnc.gov.br/CapitalHumano/Arquivos/PRH09/Henrique_Cesar_de_Gaspari_PRH09_UFSC_G.pdf. Acesso em: 10/05/2009.

Guimarães, L. N.; Costa, L. M.; Santos, E. A.; Costa, A. P.; Pontes Filho, I. D. S. **Multiphase Flow of Water and Oil in Heterogeneous Reservoir**, Mecânica Computacional Vol. XXI, pp. 670-682, Argentina, October 2002.
<http://www.cimec.org.ar/ojs/index.php/mc/article/viewFile/914/868>. Acesso em: 10/05/2009.

Hsu, C. T.; Fu, H. L.; Cheng, P. **On Pressure-Velocity Correlation of Steady and Oscillating Flows in Regenerators Made of Wire-Screens**. ASMEJ. Fluids Eng. 121:52–56, 1999.

Hsu, C. T.; **Dynamic Modeling of Convective Heat Transfer in Porous Media**. In: Handbook of Porous Media, 2005.

Hsu, C. T.; Cheng, P. **Thermal Dispersion in a Porous Medium**. International Journal of Heat and Mass Transfer 33:1587–1597, 1990.

Innocentini. M. D. M.; Pandolfelli. V. C. **Considerações sobre a Estimativa da Permeabilidade em Concretos Refratários através das Equações de Darcy e de Forchheimer**, Universidade Federal de São Carlos, Departamento de Engenharia de Materiais, Cerâmica v.45 n.292-293, São Paulo, Mar./Jun. 1999.

Kooper, R.; Curtis, C.; Decoster, E.; Garcia, A.G.; Huggins, C. **Heavy-oil reservoirs**, Oilfield review, n.30, p.30-52, 2002.

Lake, L.W., **Enhanced Oil Recovery**, University of Texas at Austin, Prentice Hall, New Jersey, 1989.

Magalhães, M. S. A.; **Modelagem Numérica da Variação Composicional na Migração Secundária de Petróleo**, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, UNICAMP, 1999.

Mariano, G. C.; Cardoso.F.F.; Lopes.T.J.; Quadri.M.G.N.; Machado.R.A. F.; Quadri, M.B. **Um Estudo Experimental Sobre a Instabilidade da Interface no Deslocamento de Óleo por Injeção de Água**, 4º PDPETRO, Campinas, SP, Outubro, 2007.

Mazo, E. O. M.; Moreno J. M. M.; Schiozer, D. J. **Efeito do Acoplamento da Geomecânica à Simulação Numérica de Reservatórios com Injeção de Água à Pressão Acima da Pressão de Fratura**, Rio Oil & Gas Expo and Conference, IBP1085_06, Rio de Janeiro, 2006. <http://libdigi.unicamp.br/document/?code=000434409>. Acesso em: 10/03/2009.

Mendonça, C. G.; Raetano, C. G.; Mendonça, C. G. **Tensão Superficial Estática de Soluções Aquosas com Óleos Minerais e Vegetais Utilizados na Agricultura**, Revista Engenharia Agrícola, v.27, n.esp., p.16-23, Jaboticabal, jan. 2007

Metz, B.; Davidson, O.; Coninck, H.; Loos, M.; Meyer, Leo. **Carbon Dioxide Capture and Storage**, IPCC Special Report, ISBN 92-9169-119-4, (2005).

Mimbela, R. R. F.; Pires, A. P. **Análise do Efeito da Injeção de Água com Polímeros no Início da Produção de um Campo via Simulação Numérica de Reservatórios**, Rio Oil & Gas Expo and Conference, IBP1085_06, Rio de Janeiro, 2006.

Montalvo, M. E. D. A. **Escoamento de Emulsões Óleo em Água através de Micro-Capilares**, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, PUC-Rio, 2008.

Moreno, J. M. M.; **Modelagem de Injeção de Água Acima da Pressão de Fratura do Reservatório Através de Poço Horizontal**, Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), Campinas, SP, 2007.
<http://libdigi.unicamp.br/document/?code=000439535>. Acesso em: 10/06/2009.

Moreira. R.D.R.; Trevisan.O.V. **Estratégia de Injeção de Vapor em Poço Horizontal Único**, 4º PDPETRO, Campinas, SP, 21-24 de Outubro de 2007.
<http://libdigi.unicamp.br/document/?code=000435513>. Acesso em: 10/06/2009.

Moreno, R. B. Z. L.; Bonet, J. E.; Waldmann, A. T. A.; Martins, A. L. **Metodologia para Obtenção de Dados Visando a Avaliação da Invasão de Soluções Poliméricas em Meios Porosos**, 4º PDPETRO, Campinas, SP, 21-24 de Outubro de 2007.
http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_ABS_2_2_0295-1.pdf.
Acesso em: 10/06/2009.

National Energy Board of Canada. **Canadian Energy Overview 2007**, May 2007.
http://www.neb.gc.ca/clfnsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/nrgyvrvw/cndnnrgyvrvw2007/cndnnrgyvrvw2007-eng.html#s4_2. Acesso em: 16/03/2010.

Naveira, L. P. **Simulação de Reservatórios Utilizando o Método de Elementos Finitos para a Recuperação de Campos Maduros e Marginais**, Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Dissertação de Mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro, 2007.

Nogueira A. L.; Lopes T. J.; Baptista, R. M.; Machado, R. A. F.; Quadri, M. B. **Modelagem Matemática para Avaliação da Fluidodinâmica e Eficiência de Processos Envolvendo Deslocamentos de Líquidos Imiscíveis**, 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Salvador, 2005. http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0624_05.pdf. Acesso em: 10/05/2009.

Paranhos, A.; Vechia, D.; Beltrame, M. **Capilaridade: Um Fenômeno de Superfície com Aplicações Cotidianas**, VIII Encontro Latino Americano de Pós-Graduação, Universidade do Vale do Paraíba, 2007.

Queiroz, G. O. **Otimização da Injeção Cíclica de Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado**, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Natal, 2006. <http://ftp.ufrn.br/pub/biblioteca/ext/bdtd/GertrudesOQ.pdf>. Acesso em: 10/05/2009.

Rosa, A. J.; Carvalho, R.S.; Xavier, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência. Rio de Janeiro, RJ. 2001.

Salama, D.; Kantzas, A. **Experimental Observations of Miscible Displacement of Heavy Oils With Hydrocarbon Solvents**, Canadian Heavy Oil Association, SPE/OS-CIM/CHOA 97854, 2005.

Schembre, J. M.; Tang, G. Q.; Kovalscek, A. R. **Wettability Alteration and Oil Recovery by Water Imbibition at Elevated Temperatures**, Journal of Petroleum Science and Engineering, v.52, p. 131 – 148, 2006.

Silva, A. T. F.; Ravagnani. G.; Suslick, S. B. **Modelo Dinâmico de Seqüestro Geológico de Co₂ em Reservatórios de Petróleo**, Revista Brasileira de Geociências, 39-60, março de 2008. <http://ojs.c3sl.ufpr.br/ojs2/index.php/rbg/article/viewFile/12995/8782>. Acesso em: 10/05/2009.

SMITH, C. R. **Secondary Oil Recovery**. Robert E. Krieger Publishing Company, Inc., Malabar, FL, 1966.

Thomas, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, Rio de Janeiro: Interciência: Petrobrás, 2001.

Vieira, S.L. **Determinação do Coeficiente de Inércia no Escoamento Não-Darciano através de Meios Porosos com Saturação Residual**, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 1990.

Vossoughi, S. **Profile Modification Using in Situ Gelation Technology**, Journal of Petroleum Science and Engineering, nº 26, p. 199-209, 2000.

Woudberg, S. **Laminar Flow Through Isotropic Granular Porous Media**, dissertação de mestrado, Universidade de Stellenbosch, África do Sul, 2006.

<http://etd.sun.ac.za/bitstream/10019/1320/1/Woudberg,%20S.pdf>. Acesso em: 10/05/2009.

APÊNDICE 1

A seguir será apresentada, de uma maneira geral, as principais etapas de construção da geometria e confecção da malha do reservatório de petróleo utilizando o aplicativo computacional ICEM-CFD:

Etapa 1 : Definição dos pontos - Para a criação da geometria do reservatório de petróleo no aplicativo ICEM-CFD faz-se necessário à definição dos primeiros pontos, através dos quais são criadas as curvas e superfícies; neste trabalho a criação do reservatório teve início com a criação dos poços.

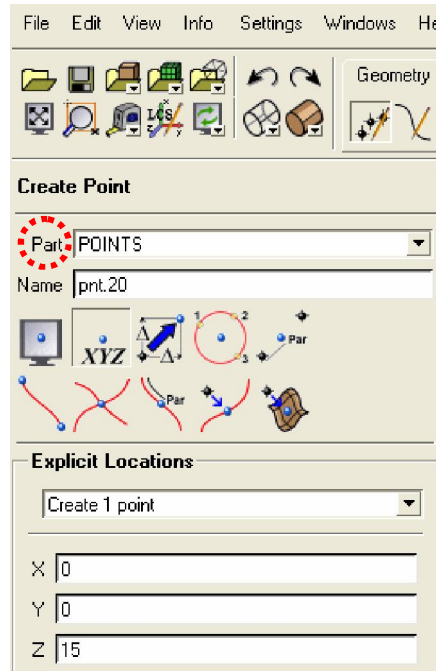
Definição dos pontos do primeiro poço, Tabela A.1:

No ICEM-CFD os pontos foram criados com auxílio do comando *Create Point*. Na aba *Geometry*, existe diversos métodos de criação de pontos dentre eles foi utilizado o *Explicit Coordinates*. Neste método são definidos os pontos do poço no espaço tridimensional, como ilustra a Figura A.1.a.

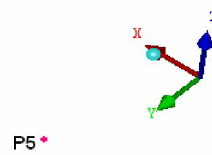
Tabela A1.1 – Definição dos pontos do poço.

Pontos [X,Y,Z] em metros	
P1	[0.07071 0. 07071 15]
P2	[0.07071 -0. 07071 15]
P3	[-0.07071 0. 07071 15]
P4	[-0.07071 -0. 07071 15]
P5	[0.07071 0. 07071 13.5]

Ao se trabalhar com pontos, curvas e superfícies no ICEM – CFD é importante garantir que a nomenclatura usada na “caixa” *Part* nos comandos da aba *Geometry*, mostrada nas Figuras A.1 e A.2, se refira sempre à entidade que se está sendo criada ou modificada, por exemplo, *points* para quando se tiver trabalhando com pontos, *curves* para quando se estiver trabalhando com curvas e *surfaces* para superfícies. Isso ajuda a separar cada entidade criada, facilitando suas escolhas na hora de realizar ações futuras.



(a)



(b)

Figura A.1 - Criação de pontos e curvas do primeiro poço: (a) Menu ICEM- CFD (b) Criação dos primeiros pontos.

Etapa 2: Criação das curvas e superfícies do poço – A partir dos pontos 1 e 5 foi criada a primeira reta utilizando os comandos *Create/Modify Curves* na aba *Geometry*. Com os pontos 1, 2, 3 e 4 foram criados arcos e círculos tomado-se três pontos no espaço através do comando *Create/Modify Curves/Arc* na aba *Geometry*.

As superfícies do poço foram criadas pela seleção das curvas que formarão as arestas usando os comandos *Create/Modify Surface/ Curve Driven* na aba *Geometry*. A superfície é gerada selecionando-se as curvas CRV1 e CRV2 (Figura A.2.b), na “caixa” *Diven Curves* (Figura A.2.a), e de forma similar a curva CVR3 na “caixa” *Driving Curve*. A superfície para seção transversal na base do poço foi criado utilizando os comandos *Create/Modify Surface/ Simple Surface*. Os resultados destas operações são mostrada na Figura A.2.c.

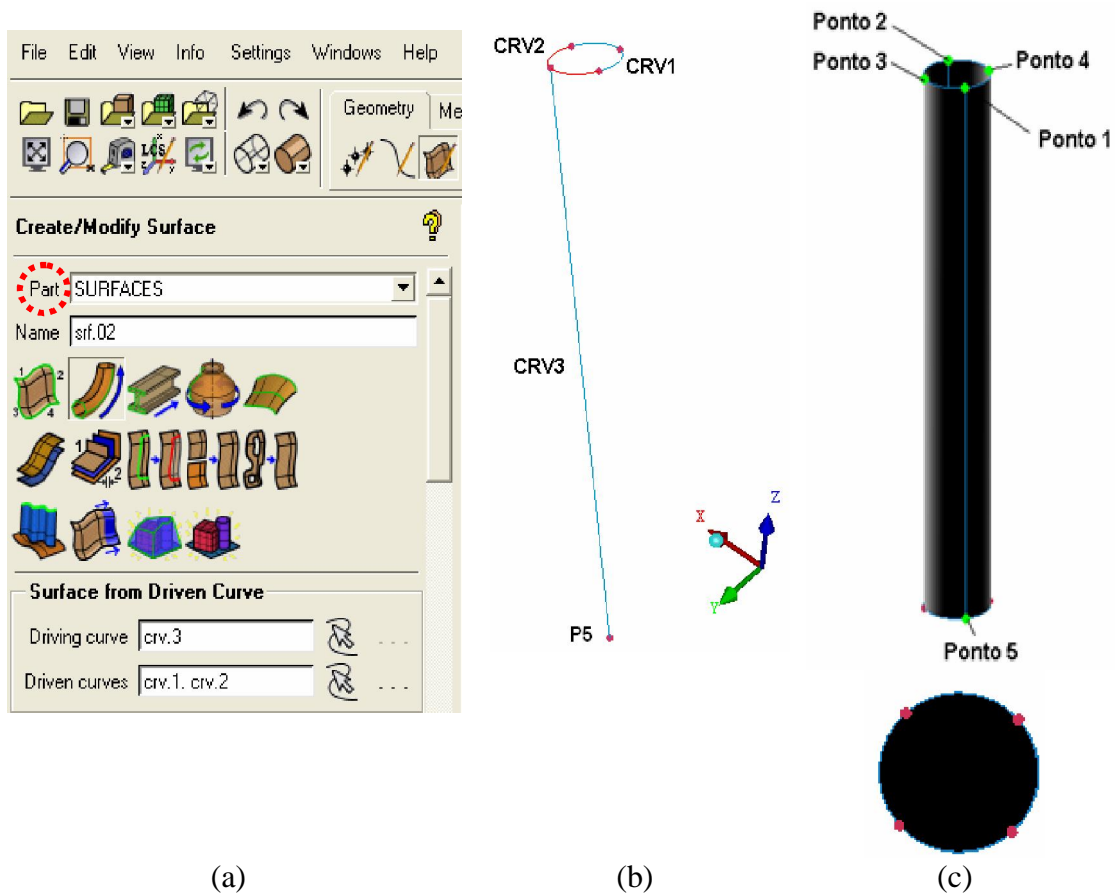


Figura A.2 - Construção da superfície do poço: (a) Menu ICFM CFD (b) Superfície gerada (c) Superfícies do poço.

Etapa 3: Criação e distribuição dos poços – Finalmente, foram criados quatro pontos em torno do primeiro poço criado, P6, P7, P8 e P9, encontrados na Tabela A.2 e ilustrado na Figura A.4.c. Esses pontos serão utilizados para definir vetores, os quais irão determinar a posição e distância em que esses poços serão criados, para, em seguida, criar os poços por meio de uma cópia do primeiro poço confeccionado usando o comando *Transform Geometry* na aba *Geometry*.

Tabela A1.2 - Definição de pontos para auxiliar na criação dos poços.

Pontos [X,Y,Z] em metros	
P6	[23 23 15]
P7	[23 -23 15]
P8	[-23 23 15]
P9	[-23 -23 15]

A partir do menu *Transform Geometry* (Figura A.3), em *Transformation Tools*, é selecionado a geometria do primeiro poço criado, para depois acionar o comando *Mirror Geometry*, onde é ativado o comando *Copy* e em *Plane Axis* onde é ativado *Vector*. Assim é possível definir os pontos P2 e P7 em *Through 2 points* (Figura A.4.a), como o vetor direcionador. Em *Point of Reflection/Location* selecionou-se o ponto P7, onde a partir desse ponto foi criada uma cópia do poço original (Figura A.4.b). Esse procedimento foi realizado para a criação dos demais poços, ilustrados na Figura A.4.c e A.4.d. Após a criação dos poços, os pontos P6, P7, P8 e P9 foram deletados.

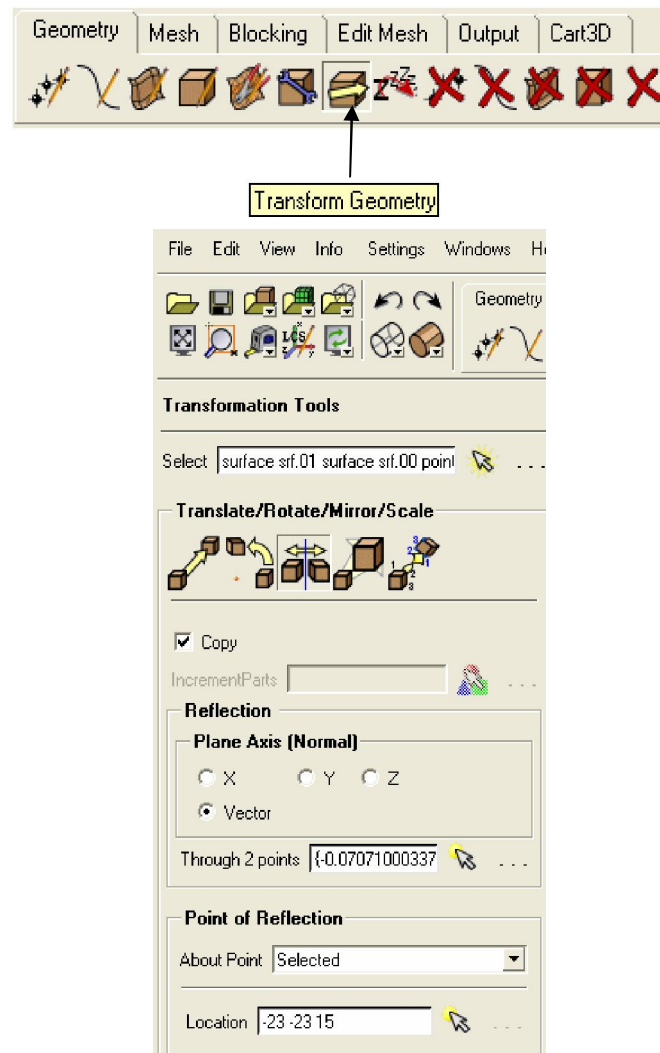


Figura A.3 – Menu *Transform Geometry* para cópia de entidades.

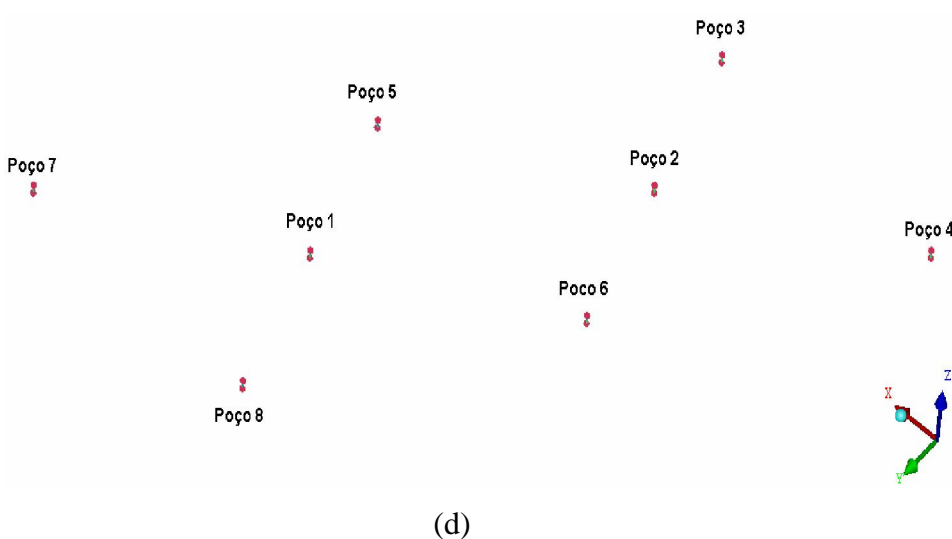
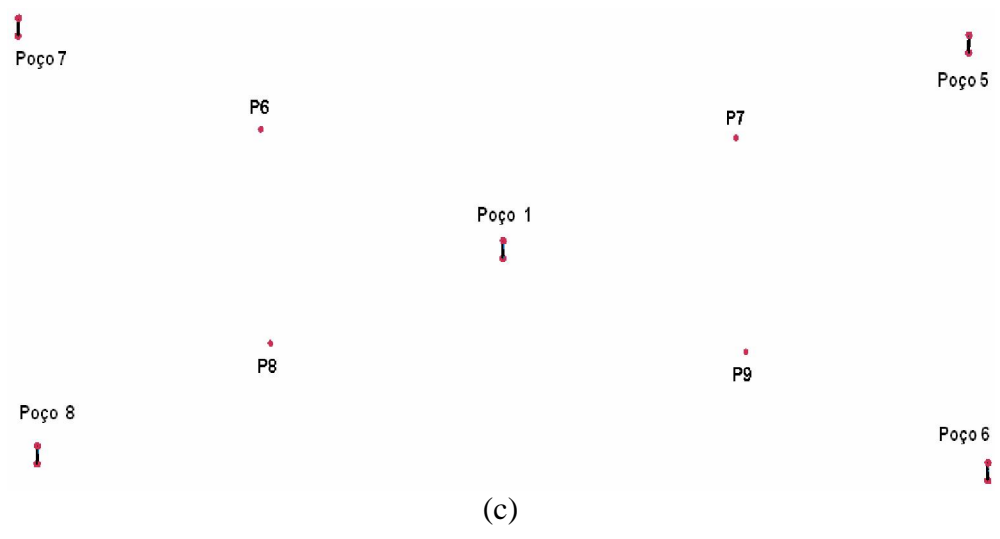
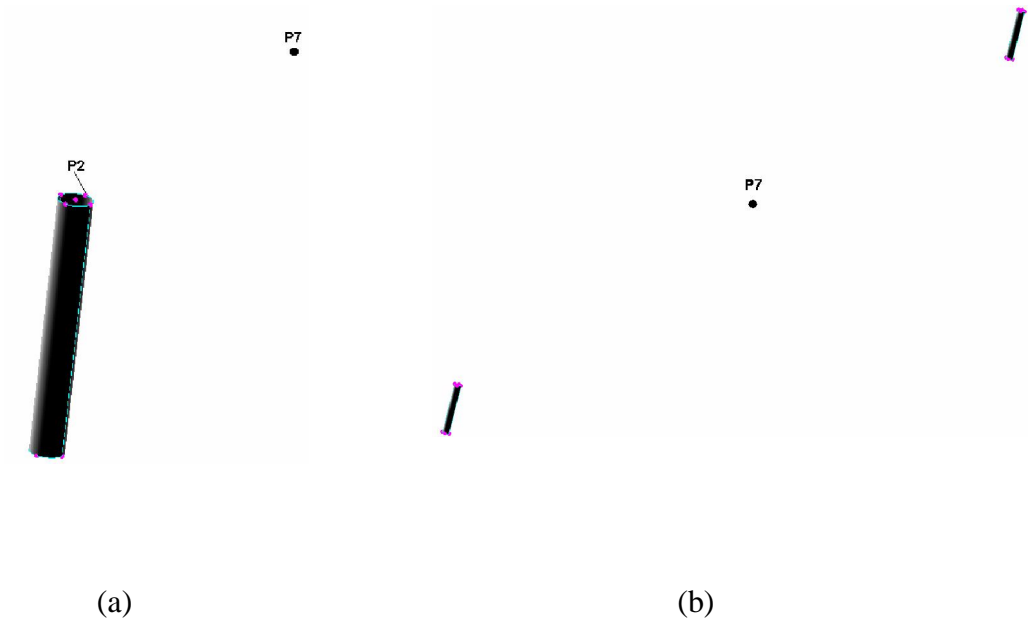


Figura A.4 – Criação e distribuição dos poços.

Etapa: Delimitação dos contornos do reservatório – Para criar as fronteiras do reservatório foram criados vários pontos (Tabela A.3) ao redor dos poços gerados através do comando *Create Point/Explicit Coordinate*. Esses pontos foram ligados por meio de curvas através do comando *Create/Modify Curve/From Points* (Figura A.5.a), sendo criada uma curva para cada conjunto de pontos correspondente a um lado do reservatório e uma para a altura.

Tabela A1.3 – Pontos utilizados para criar as fronteiras do reservatório.

Pontos [x, y, z]	
[90 90 15]	[-45 90 15]
[85 60 15]	[-70 60 15]
[82 50 15]	[-75 40 15]
[82 30 15]	[-75 10 15]
[82 10 15]	[-85 -20 15]
[85 -10 15]	[-90 -50 15]
[82 -30 15]	[-90 -70 15]
[86 -50 15]	[-88 -100 15]
[95 -70 15]	[-88 -120 15]
[100 -90 15]	[-85 -140 15]
[100 -120 15]	[-83 -160 15]
[100 -150 15]	[-80 -180 15]
[100 -180 15]	[-45 90 10]
	[-45 90 5]
	[-45 90 0]

Na Figura A.5.b pode ser observado as paredes laterais do reservatório criadas através da função *Curve Driven*, como vista anteriormente, para, em seguida, criar as superfícies correspondente a parte superior e inferior do reservatório. Foram selecionadas as curvas que representarão as arestas das superfícies usando o comando *Create/Modify Curve/Simple Surface* (Figura A.5.c).

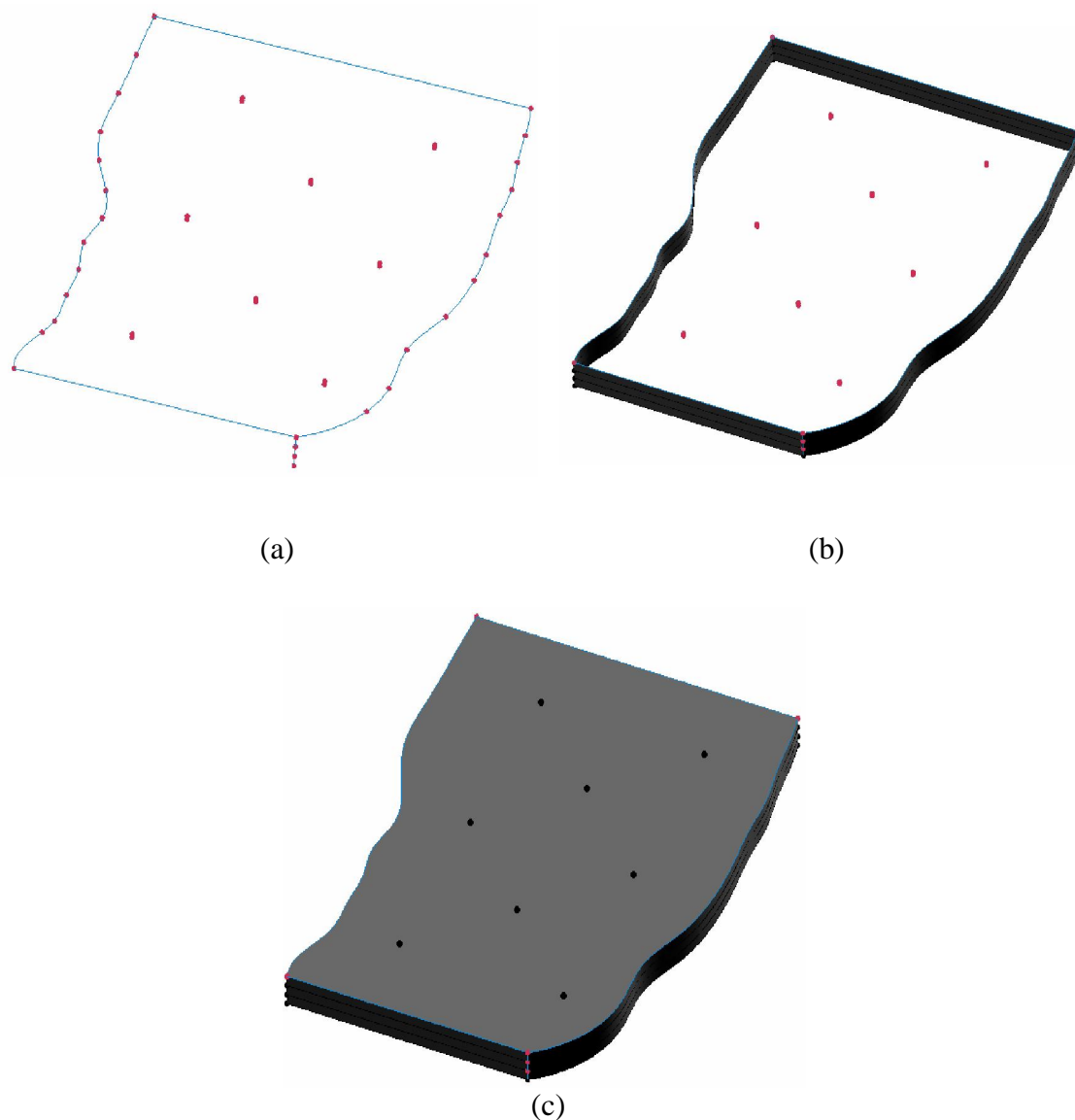


Figura A.5 – Criação das paredes do reservatório: (a) Distribuição dos pontos ao redor dos poços (b) Criação das paredes laterais do reservatório (c) Criação das superfícies superior e inferior do reservatório.

Etapa 5: Reparo na topologia – Essa etapa tem o objetivo de aproximar curvas e superfícies, assim como, apagar entidades que não são necessárias à estrutura da geometria criada, como pontos, curvas ou superfícies sobrepostas, etc. Inicialmente clica-se com o botão direito do mouse na palavra *Parts*, mostrada na Figura A.6.a, depois em *Create Part*, onde digita-se na caixa *Part* um nome (*Geom*, por exemplo), que conterà todas as entidades criadas. Em seguida, seleciona-se toda geometria em *Entities* e clica-se em *Apply*.

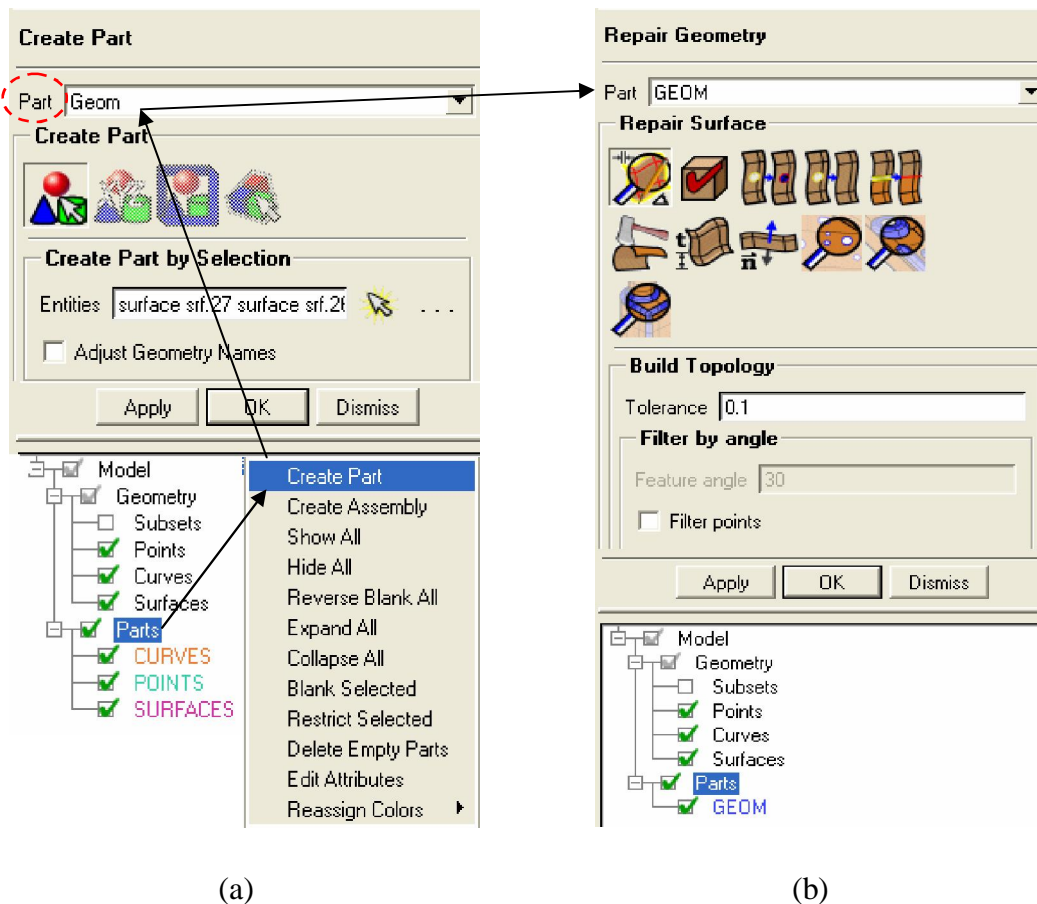


Figura A.6 – Menus do ICEM- CFD: (a) Comando *Create Part* (b) Comando *Repair Geometry*.

Foi necessário apagar todos os pontos e curvas criadas através do comando *Delete Point* e *Delete Curves* para em seguida usar o comando *Repair Geometry* na aba *Geometry*. Esse comando recriará as entidades deletadas que forem necessárias. O procedimento foi colocar o nome do grupo de entidades criadas (*Geom*) na caixa *Part* em *Repair Geometry*, ativar *Build Diagnostic Topology* e *Apply*, como ilustrado na Figura A.6.b.

Etapa 6: Nomeando superfícies e criação do corpo material - Após a etapa 5, todas as superfícies estão adicionadas ao grupo *Geom* criado, porém faz-se necessário dar nomes as superfícies que serão as fronteiras ou limites do reservatório e que precisará de condições de contorno quando se iniciar a definição do problema físico, além de facilitar na geração da malha.

Esta etapa foi iniciada clicando-se com o botão direito do mouse em *Parts* / *Create Part* (Figura A.6.a). Digitou-se o nome apropriado para cada superfície em *Part* e selecionou-se esta superfície em *Entities* e *Apply*. Na criação do reservatório foram

nomeadas a paredes laterais do reservatório com o nome PAREDES, as superfícies dos poços como IMPERMEÁVEL, as superfícies superior e inferior do reservatório como TOPOBASE e as superfícies do fundo de cada poço com o nome FUNDOPOCOCENTRAL 1 e 2 para os poços centrais e FUNDOPOCOLATERAL 1, 2, 3, 4, 5 e 6 para os poços laterais, como ilustra as nomenclatura apresentadas na Figura A.7.

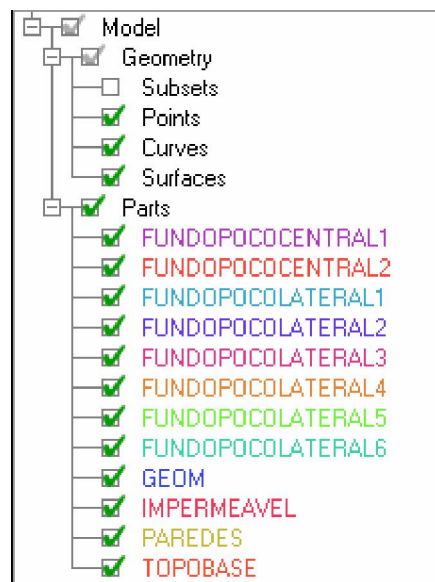


Figura A.7 – Nomenclatura usada para as superfícies.

O corpo material foi criado a partir das superfícies geradas, especificando um ponto material dentro do volume fechado do reservatório, baseado em um centróide de dois pontos. Isso foi feito usando o comando *Create Body* na aba *Geometry* (Figura A.8.a) onde em *Part*, deu-se um nome ao corpo material (BODY), ativou-se *Centroid of 2 points* e em *2 screen locations* selecionou-se a posição dos dois pontos (Figura A.8.b). Estes dois pontos foram selecionados de forma que o ponto material surgiu dentro do volume do reservatório.

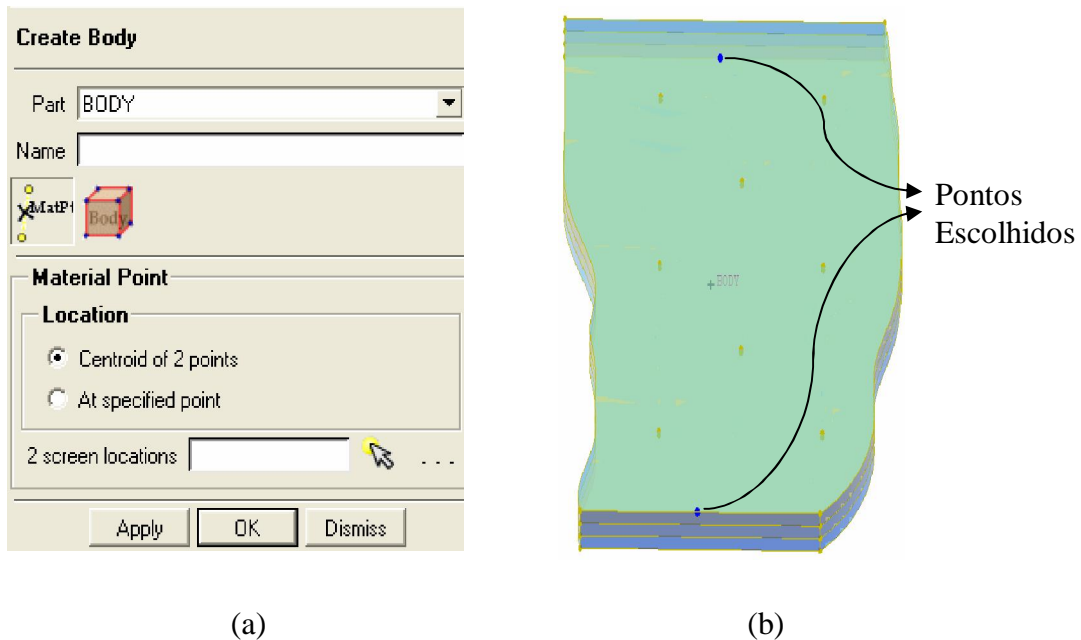
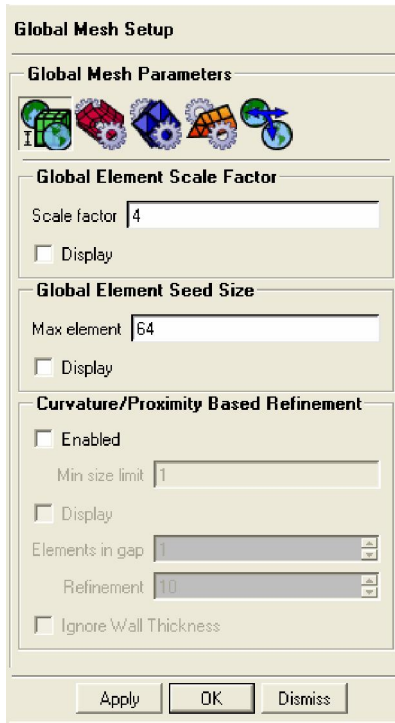


Figura A.8 – Criação do corpo material: (a) Comando *Create Body* do ICEM- CFD
 (b) Pontos escolhidos para criação do corpo material.

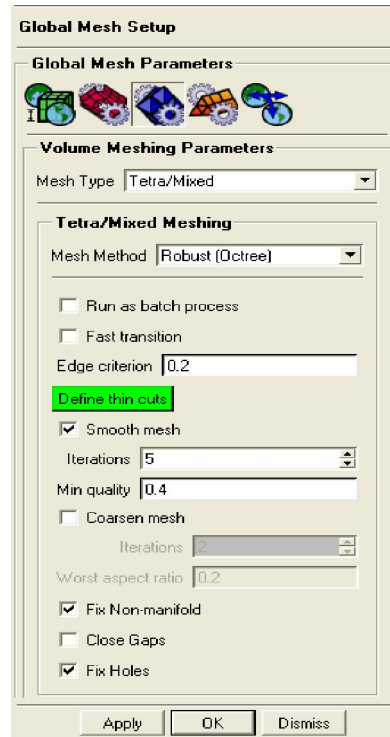
Etapa 7: Geração da malha – É a etapa final, onde a malha propriamente dita é criada. A densidade de elementos sobre a malha dependerá de diversos fatores, como por exemplo, das dimensões características do poço, da formação do reservatório e dos parâmetro disponíveis no ICEM-CFD, comentados a seguir.

Para gerar a malha foi utilizada inicialmente a opção *Mesh/Global Mesh Setup*, na aba *Mesh*, que fornecem os parâmetros gerais a ser utilizado para geração de diversas malhas (Figura A.9.a). Foi fixado 64 em *Max element* que significa que o tamanho do maior elemento da malha não deverá exceder este valor. Fixou-se também o valor 4, em *Scale factor*; esse fator tem uma relação com o tamanho dos elementos da malha; ele é multiplicado pelo valor fixado em *Max Size* na opção *Part Mesh Setup* na aba *Mesh* (Figura A.9.d) para definir o tamanho dos elementos da malha para cada superfície que foi nomeada na etapa anterior.

Para garantir a não existência de um material poroso no interior do poço, foi utilizado o comando *Volume Meshing Parameters* (Figura A.9.b). Em *Define thin cuts* selecionou-se as entidades PAREDES e IMPERMEÁVEL (Figura A.9.c) que correspondem às paredes do reservatório e as paredes do poço, respectivamente.



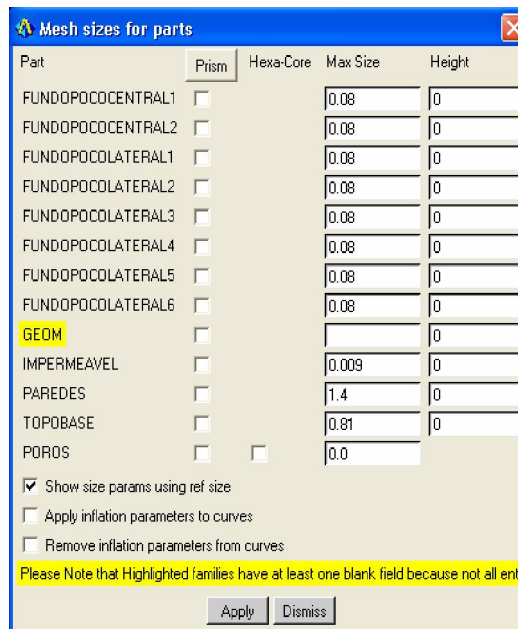
(a)



(b)



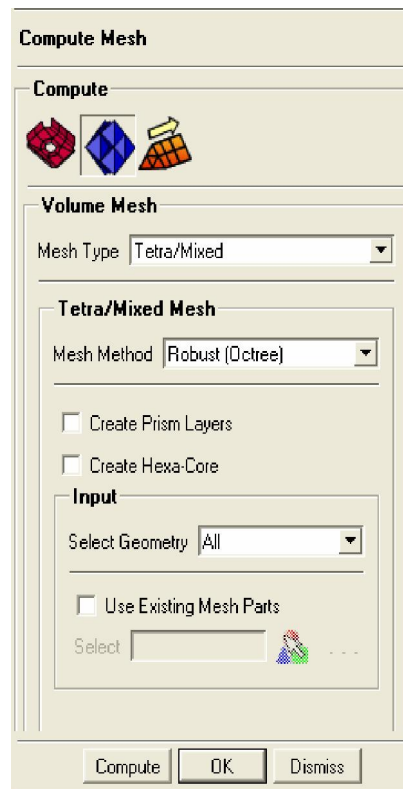
(c)



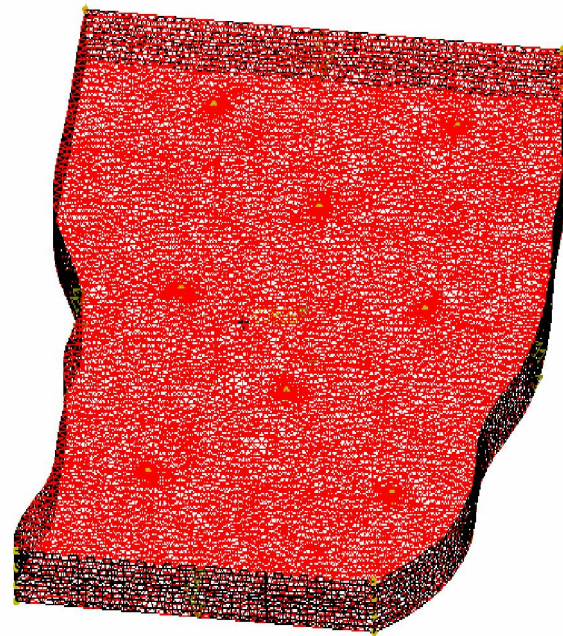
(d)

Figura A.9 –Menus do ICEM- CFD para geração da malha: (a) Comando *Global Mesh Setup* (b) Comando *Volume Meshing Parameters* (c) Comando *This Cuts* (d) Comando *Part Mesh Setup*.

Para geração da malha usando elementos tetraédricos utilizou-se o comando *Compute Mesh*, na aba *Mesh*, (Figura A.10.a) e, em seguida, o comando *Compute* para geração da malha final (Figura A.10.b).



(a)



(b)

Figura A.10 – Geração da Malha: (a) Menus do ICEM- CFD (b) Malha gerada.

APÊNDICE 2

Tabela A2.1 - Quadro comparativo do fator de recuperação para os casos de injeção interna e na superfície.

Tempo (h)	Fator de recuperação			Fator de recuperação		
	Injeção interna			Injeção na superfície		
	Vazão 0.10 kg/s	Vazão 0.20 kg/s	Vazão 0.25kg/s	Vazão 0.10 kg/s	Vazão 0.20 kg/s	Vazão 0.25kg/s
0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
48	0,0186	0,0254	0,0272	0,0717	0,0567	0,0536
192	0,0343	0,0384	0,0356	0,0759	0,0682	0,0831
2880	0,0754	0,0835	0,0859	0,0899	0,0958	0,1063
4320	0,0822	0,0910	0,0935	0,0961	0,1036	0,1113
7200	0,0923	0,1009	0,1018	0,1066	0,1170	0,1396
11520	0,1024	0,1104	0,1130	0,1199	0,1344	0,1506
24000	0,1190	0,1326	0,1377	0,1468	0,1694	0,1779

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)