



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA MECÂNICA**



BALBINA RAQUEL DE BRITO CORREIA

**SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO COM
GEOMETRIA COMPLEXA VIA MÉTODO DOS VOLUMES FINITOS E
COORDENADAS GENERALIZADAS**

**CAMPINA GRANDE – PB
Agosto, 2016**

BALBINA RAQUEL DE BRITO CORREIA

**SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO COM
GEOMETRIA COMPLEXA VIA MÉTODO DOS VOLUMES FINITOS E
COORDENADAS GENERALIZADAS**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Campina Grande como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima

CAMPINA GRANDE – PB
Agosto, 2016

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

C824s Correia, Balbina Raquel de Brito.
 Simulação de reservatórios de petróleo com geometria complexa via
 método dos volumes finitos e coordenadas generalizadas / Balbina Raquel de
 Brito Correia. – Campina Grande, 2016.
 139 f. : il. color.

 Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade
 Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia, 2016.
 "Orientação: Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima".
 Referências.

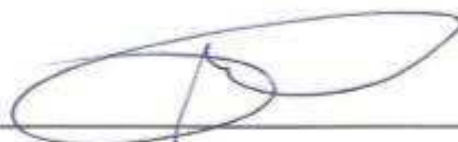
 1. Reservatório de Óleo Pesado. 2. Injeção de Água. 3. Volumes
 Finitos. 4. Coordenadas Generalizadas. I. Lima, Antonio Gilson Barbosa
 de. II. Título.

CDU 621-032.32(043)

“SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO COM GEOMETRIA
COMPLEXA VIA MÉTODOS DOS VOLUMES FINITOS E COORDENADAS
GENERALIZADAS”.

BALBINA RAQUEL DE BRITO CORREIA

Dissertação Aprovada em 16/08/2016 pela Banca Examinadora constituída dos seguintes
membros:



Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima

Orientador

PPGEM/UAEM/CCT/UFCG



Dr. Brauner Gonçalves Coutinho

Examinador Externo

CCHE/UEPB



Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto

Examinador Interno

PPGEM/UAEQ/CCT/UFCG

A Maria Moreira de Brito. Sempre.

AGRADECIMENTOS

À Deus. Aos meus pais, Lindalva Moreira de Brito Correia e José Aldenísio Correia, pela doçura dos gestos e das palavras, pelo amor e confiança. Ao meu esposo, César Carlos Baltazar, pelo amor e dedicação, por me ensinar a ser forte, confiante e segura.

Ao meu orientador, prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima, pela dedicação, pelo aprendizado imensurável, pela terna paciência e compreensão, gentileza, confiança e inspiração. A um grande ser humano.

Ao prof. Dr. Brauner Gonçalves Coutinho, por sua gentileza e disponibilidade em ensinar e direcionar. Ao prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto, a quem admiro por sua capacidade e inteligência.

Aos meus irmãos, pelo encorajamento, confiança e carinho. Aos amigos, Robson Queiroz e Vanderson Agra, companheiros de mestrado. À Ivanilda Rodrigues da Silva, uma grande amiga. Minha gratidão e estima aos amigos que estiveram presentes, com amizade e compreensão.

Agradeço ao CNPq, CAPES, FINEP e a UFCG, pelo apoio financeiro e técnico na realização desse trabalho. Aos professores do Departamento de Engenharia Mecânica. Aos pesquisadores referenciados.

*A lógica do vento,
O caos do pensamento,
A paz na solidão,
A órbita do tempo,
A pausa do retrato,
A voz da intuição.*

*A curva do universo,
A fórmula do acaso,
O alcance da promessa,
O salto do desejo,
O agora e o infinito,
Só o que me interessa!*

Lenine/Dudu Falcão.

RESUMO

CORREIA, Balbina Raquel de Brito, *Simulação de Reservatórios de Petróleo com Geometria Complexa via Método dos Volumes Finitos e Coordenadas Generalizadas*, Campina Grande: Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Campina Grande, 2016. 139 p. Dissertação (Mestrado).

A simulação numérica é uma ferramenta utilizada para modelar e estudar reservatórios de petróleo de forma a auxiliar na aplicação de métodos de recuperação suplementar. A injeção de água é o método mais utilizado na recuperação de óleo, devido ao baixo custo de processo, a disponibilidade da água e aos mecanismos de manutenção da pressão e deslocamento de óleo. O presente estudo objetivou estudar o escoamento de óleo e água em um reservatório de óleo pesado, homogêneo, com características do Nordeste brasileiro e modelagem do tipo *Black oil*, de formato irregular, com o intuito de avaliar o comportamento do reservatório e previsão da recuperação de óleo com a aplicação de injeção isotérmica de água. Para tanto, foi utilizado um simulador numérico, em linguagem C++, com solução das equações governantes pelo método dos volumes finitos e uso de coordenadas generalizadas, a partir de 30 anos de injeção de água, para estudar parâmetros de reservatório e operacionais e avaliar sua influência na recuperação de óleo. Foram realizadas simulações para deliberar sobre a malha do reservatório, estudo do passo de tempo mínimo utilizado nas simulações e efeito de diferentes valores de pressão inicial do reservatório. Dessa forma, foi definida uma malha com 100x50 volumes elementares e o modelo *five-spot* invertido para avaliar a influência de diferentes valores de permeabilidade absoluta da rocha, grau API do óleo e diferentes vazões de injeção de água, na recuperação de óleo. Foram realizadas análises da localização de poços na malha, a partir da distância entre poços injetores e produtores. A partir dos casos estudados e por meio de gráficos de Volume Poroso Injetado (VPI) versus Volume Poroso de Óleo Recuperado (VPOR), gráficos de Corte de água no tempo e mapas de saturação de água e pressão na formação produtora, ao longo tempo, foi identificado que, no processo de injeção de água, o aumento da permeabilidade absoluta influenciou negativamente e o aumento da vazão de injeção influenciou positivamente a recuperação do óleo, enquanto que o grau API não mostrou influência significativa. Em síntese, com o estudo da alocação dos poços na malha, verificou-se que os poços produtores mais distantes dos poços injetores apresentaram melhores resultados de recuperação de óleo e menor produção de água, pois, o aumento da vazão e a proximidade dos poços, aliada a maiores permeabilidades absoluta da rocha reservatório permitem a ocorrência de *fingers* viscosos e *Breakthrough* precoce, fenômenos que reduzem a eficiência do processo de injeção de água.

Palavras chave:

Reservatório de óleo pesado, injeção de água, volumes finitos, coordenadas generalizadas.

ABSTRACT

CORREIA, Balbina Raquel de Brito, Oil Reservoir Simulation with Complex Geometry via Finite Volume Method and Generalized Coordinates, Campina Grande: Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Campina Grande, 2016. 139 p. Dissertação (Mestrado).

Numerical simulation is a tool used for modeling and studying oil reservoirs in order to aid in applying additional recovery methods. Water injection is the most common method used in oil recovery due to the low cost process, the availability of water and pressure maintenance and oil displacement mechanisms. This study aimed to study the flow of oil and water in a homogeneous heavy oil reservoir, with Brazilian Northeast characteristics and black oil model, of irregularly form, with the purpose of evaluate the reservoir behavior and prediction of oil recovery due to application of the isothermal water injection. Thus, it was used a numerical simulator, in C++ code, with solution of the governing equations by the finite volume method and the use of generalized coordinates, from 30 years of water injection to study reservoir and operating parameters to assess into oil recovery influence. Simulations were accomplished to deliberate on the mesh of the reservoir, minimum time step of the study used in simulations and effects of different initial pressure values of the reservoir. A mesh with 100x50 elementary volumes was defined and inverted five-spot model to evaluate the influence of different absolute values of permeability rock, oil API gravity and different flow rates of water injection on the oil recovery. Wells location analyzes were conducted in the mesh, considering the distance between injection and producers wells. Based on the case studies and using graphs Volume Porous Injected (VPI) and Volume Porous Recovered oil (VPOR), water cut graphs, in time, and reservoir pressure and water saturation maps, over time, it was identified that the water injection process, the absolute permeability increasing have influenced negatively and injection flow rate increased have influenced positively on the oil recovery, while the API gravity has not shown significant influence. In conclusion, it was identified, with the study of allocation of wells in the mesh, that most distance from producing wells of injection wells showed better results on the oil recovery and reduced water production, therefore, with increasing the flow rate and the proximity of the wells, it combined with larger absolute permeabilities of the reservoir rock, has allowed the occurrence of viscous fingers and early Breakthrough, phenomena which reduce the efficiency of the water injection process.

Key Words:

Heavy oil reservoir, water injection, finite volume method, generalized coordinates.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	01
1.1	Objetivos da pesquisa.....	03
1.2	Estrutura da pesquisa.....	04
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	05
2.1	Geologia e geração do petróleo.....	07
2.2	Reservatórios de petróleo.....	10
2.2.1	Propriedades das rochas.....	13
2.2.2	Propriedades dos fluidos – Parâmetros PVT.....	17
2.3	Métodos de recuperação de petróleo.....	20
2.3.1	Recuperação primária.....	20
2.3.2	Recuperação suplementar de reservatórios.....	21
2.3.2.1	Fundamentos.....	21
2.3.2.2	Métodos convencionais de recuperação.....	24
2.3.2.3	Métodos especiais de recuperação.....	27
2.4	Injeção de água.....	35
2.5	Estado da arte.....	43
3	METODOLOGIA TEÓRICA.....	47
3.1	Modelagem matemática.....	47
3.1.1	Conservação de massa.....	49
3.1.2	Lei de Darcy.....	52
3.1.3	Modelo Black oil generalizado.....	54
3.1.4	Modelo Black oil padrão.....	56
3.2	Solução numérica.....	59
3.2.1	Discretização das equações.....	61
3.2.1.1	Discretização em malhas cartesianas para escoamento bifásico.....	61

3.2.1.2	Discretização em malhas generalizadas para um escoamento bifásico.....	64
3.2.2	Rotina <i>flash</i>	69
3.2.2.1	Modelo de poço em malha generalizada.....	71
3.2.2.2	Derivação das funções residuais.....	74
3.2.2.3	Estrutura da Matriz jacobiana e procedimento iterativo de solução.....	77
3.3	Caracterização do reservatório e casos estudados.....	79
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	91
4.1	Refinamento da malha e passo de tempo.....	91
4.2	Casos estudados.....	95
4.2.1	Efeito da permeabilidade absoluta da rocha na recuperação de óleo.....	95
4.2.2	Efeito da densidade do óleo (Grau API) na recuperação de óleo.....	98
4.2.3	Efeito da vazão de injeção de água e localização dos poços na recuperação do óleo.....	100
4.2.4	Estudo da otimização do processo de injeção de água.....	114
4.2.4.1	Aumento de vazão de injeção.....	114
4.2.4.2	Rearranjo de poços no reservatório.....	118
5	CONCLUSÕES E SUGESTÕES.....	125
5.1	Conclusões.....	125
5.2	Sugestões para trabalhos futuros.....	127
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	129

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Estrutura das rochas sedimentares.....	09
Figura 2.2 – Micrografias de lâminas delgadas de rochas reservatórios da Bacia de Ordos.....	11
Figura 2.3 – Escoamento de fluidos no meio poroso.....	13
Figura 2.4 – Saturação total de fluidos no reservatório.....	16
Figura 2.5 – Etapas para o desenvolvimento de um campo produtor de petróleo.....	23
Figura 2.6 – Classificações da recuperação de óleo.....	24
Figura 2.7 - Esquemas de injeção de água de injeção: a) injeção de água, b) injeção de gás imiscível.....	25
Figura 2.8 – Exemplos de arranjos de injeção periférica no reservatório, em malhas, a) modelo <i>five-spot</i> , b) modelo <i>seven-spot</i> , c) <i>nine-spot</i> invertido.....	26
Figura 2.9 – Estimulação cíclica de vapor.....	28
Figura 2.10 – Esquema de injeção contínua de vapor.....	29
Figura 2.11 – Processo de combustão <i>in situ</i>	30
Figura 2.12 – Atuação do processo miscível no reservatório.....	32
Figura 2.13 – Mecanismo de recuperação por injeção de CO ₂ no reservatório de óleo.....	33
Figura 2.14 – Recuperação de óleo com injeção de polímero no reservatório.....	34
Figura 2.15 – Comparação do varrido areal (a) deslocamento por injeção de água, (b) deslocamento por injeção de polímero.....	34
Figura 2.16 – Sistema básico de produção de petróleo <i>onshore</i>	36
Figura 2.17 – Injeção de água linear na zona de óleo.....	37
Figura 2.18 – Injeção periférica de água no aquífero.....	37
Figura 2.19 – Visão areal da injeção em malhas <i>five-spot</i> invertido em paralelo.....	38
Figura 2.20 – Deslocamento horizontal ideal de água no reservatório.....	38

Figura 2.21 – Deslocamento não uniforme da água no reservatório de óleo.....	39
Figura 2.22 – Deslocamento não uniforme de água, (a) ocorrências de <i>fingers</i> viscosos, (b) <i>fingers</i> viscosos que reduzem o M e aumenta a S_{or}	40
Figura 2.23 – Eficiências de varrido e deslocamento volumétrico.....	43
Figura 3.1 – Conservação de massa no volume de controle Δx	49
Figura 3.2 – Método dos Volumes Finitos, (a) balanços da conservação das propriedades para um volume elementar, (b) discretização de volumes inteiros na fronteira.....	59
Figura 3.3 – Volume elementar para integração da equação.....	61
Figura 3.4 - Mudança do domínio físico para o domínio.....	64
Figura 3.5 – Volume para integração das equações em coordenadas generalizadas.....	66
Figura 3.6 - Modelo de poço em malha generalizada com fluxo radial.....	72
Figura 3.7 - Malha cartesiana 3×3 para discretização.....	77
Figura 3.8 - Fluxograma de atividades para elaboração da dissertação.....	80
Figura 3.9 - Vista superior do reservatório irregular definido para estudo.....	82
Figura 3.10 - Permeabilidades relativas em função da saturação de água.....	84
Figura 3.11 - Tipos de refinamentos realizados no reservatório.....	85
Figura 3.12 - Reservatório estudado Arranjo L1.....	90
Figura 4.1 - Estudo do refinamento a partir das curvas de VPI <i>versus</i> VPOR do caso 5....	92
Figura 4.2 - Estudo do diferencial de tempo mínimo inicial para os poços produtores 1 e 6.....	93
Figura 4.3 - Estudo da pressão inicial para os poços produtores 1 e 6.....	94
Figura 4.4 - Pressão nos poços produtores 1 e 6 em função do VPI para diferentes pressões iniciais no reservatório.....	95
Figura 4.5 - Estudo da influência da permeabilidade absoluta da rocha na recuperação de óleo para os poços produtores 1, 3, 4 e 6.....	96
Figura 4.6 - Estudo da influência da permeabilidade absoluta da rocha na produção de água.....	97
Figura 4.7 - Estudo da influência do grau API na recuperação de óleo.....	99
Figura 4.8 - Estudo da influência do grau API do óleo na produção de água.....	100
Figura 4.9 - Estudo da influência da vazão de injeção na recuperação de óleo com gráficos de VPI <i>versus</i> VPOR.....	102
Figura 4.10 - Estudo da influência da vazão de injeção na produção de água com o	103

tempo.....	
Figura 4.11 - Estudo da influência da vazão de injeção na pressão nos poços 1, 3, 4 e 6....	104
Figura 4.12 - Saturação de água inicial no reservatório.....	105
Figura 4.13 - Saturação de água no reservatório do Caso 1 para 10 anos de injeção.....	106
Figura 4.14 - Saturação de água no reservatório do Caso 1 para 30 anos de injeção.....	107
Figura 4.15 - Saturação de água no reservatório do Caso 19 para 10 anos de injeção.....	108
Figura 4.16 - Saturação de água no reservatório do Caso 19 para 30 anos de injeção.....	108
Figura 4.17 - Saturação de água no reservatório do Caso 25 para 10 anos de injeção.....	109
Figura 4.18 - Saturação de água no reservatório do Caso 25 para 30 anos de injeção.....	110
Figura 4.19 - Pressão inicial no reservatório.....	111
Figura 4.20 - Pressão no reservatório do Caso 1 para 10 anos de injeção.....	111
Figura 4.21 - Pressão no reservatório do Caso 1 para 30 anos de injeção.....	112
Figura 4.22 - Pressão no reservatório do Caso 19 para 10 anos de injeção.....	113
Figura 4.23 - Pressão no reservatório do Caso 19 para 30 anos de injeção.....	113
Figura 4.24 - Curvas de VPI <i>versus</i> VPOR para diferentes vazões de injeção.....	115
Figura 4.25 - Curvas de corte de água no tempo para diferentes vazões de injeção.....	116
Figura 4.26 - Saturação de água do Caso 19 para 30 anos de injeção com vazão de 450 m ³ /dia.....	117
Figura 4.27 - Saturação de água do Caso 28 para 30 anos de injeção com vazão de 500 m ³ /dia.....	117
Figura 4.28 - Configuração do Arranjo L2.....	119
Figura 4.29 - Comparativo de recuperação de óleo com alterações da configuração do reservatório entre arranjos L1 e L2.....	120
Figura 4.30 - Configuração do Arranjo L3.....	122
Figura 4.31 - Comparativo de recuperação de óleo com alterações da configuração do reservatório entre arranjos L2 e L3.....	123
Figura 4.32 - Saturação de água do reservatório com Arranjo L2 para 30 anos de injeção.	123
Figura 4.33 - Saturação de água do reservatório com Arranjo L3 para 30 anos de injeção.	124

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Fatores e desafios do crescimento do mercado de petróleo.....	06
Tabela 2.2 - Classificação do óleo de acordo com o °API.....	19
Tabela 2.3 - Métodos de recuperação avançada.....	27
Tabela 2.4 - Métodos de recuperação avançada.....	31
Tabela 3.1 - Caracterização do reservatório.....	83
Tabela 3.2 – Casos preliminares simulados.....	85
Tabela 3.3 – Definição de parâmetros estudados.....	86
Tabela 3.4 – Casos simulados.....	87
Tabela 3.5 – Coordenadas de localização dos poços na malha 100x50 volumes de controle.....	88
Tabela 3.6 - Distância entre poços injetores e produtores.....	89
Tabela 4.1 – Coordenadas de localização dos poços do Arranjo L2.....	118
Tabela 4.2 – Distância entre poços injetores e produtores do Arranjo L2.....	119
Tabela 4.3 – Coordenadas de localização dos poços do Arranjo L3.....	121
Tabela 4.4 – Distância entre poços injetores e produtores do Arranjo L3.....	121

LISTA DE SÍMBOLOS

Letras Latinas

A	Matriz Jacobiana
B_f	Fator volume de formação da fase f
c_f	Compressibilidade da fase f (Pa^{-1})
c_i	Compressibilidade da pedra (Pa^{-1})
D_i	Prazo de difusão
F	Função residual
G_i	Fator geométrico
h	Altura dos reservatórios (m)
J	Jacobiano da transformação da coordenada
k	Permeabilidade absoluta (m^2)
k_r	Permeabilidade relativa (m^2)
m_f	Vazão mássica da fase f (kg/s)
\bar{m}_f	Vazão mássica da fase f por unidade de volume [$kg/(s/m^3)$]
n_f	Número de fases
p_f	Pressão da fase f (Pa)
p	Pressão (Pa)
q_f	Vazão volumétrica da fase f por volume [$m^3/(s/m^3)$]
r_o	Rádio equivalente poço (m)
r	Distância do centro do volume $P(m)$
S_f	Saturação da fase f
$S_{o,t}$	Saturação residual de fase oleosa
$S_{w,i}$	Saturação inicial de fase aquosa
$S_{o,i}$	Saturação inicial de fase oleosa
t	Tempo (s)
u_f	Velocidade da fase f (m/s)
V	Volume
VPI	Volume poroso injetado
$VPOR$	Volume de poros de óleo recuperável (m^3)

x	Coordenada cartesiana (m)
X	Variável do problema na equação de Newton
y	Coordenada cartesiana (m)
Z_f	Fração de massa global da fase f

Letras Gregas

α_f	Fração de massa da fase f
$\Delta\eta$	Dimensão do volume de controle na direção η
$\Delta\xi$	Dimensão do volume de controle na direção ξ
$\Delta\gamma$	Dimensão do volume de controle na direção γ
Δt	Passo de tempo (s)
Δv	Volume (m^3)
$\tilde{\lambda}_f$	Mobilidade da fase f
ϕ	Porosidade
Φ_f	Potencial da fase f
μ_f	Viscosidade da fase f (Pa/s)
ρ_f	Densidade da fase f (kg/m^3)
ρ_m	Densidade média da mistura (kg/m^3)
ξ	Sistema de coordenada generalizada
η	Sistema de coordenada generalizada
γ	Sistema de coordenada generalizada

Subscritos

e, w, n, s	Interfaces do volume de controle P
E, W, N, S, SE, SW, NE, NW	Pontos centrais dos Volumes vizinhos
STC	Condições padrão
inj	Injeção
prod	Produção
ref	Referencia
R	Reservatório
f	Fase

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O petróleo é uma das fontes de energia mais utilizadas no mundo atual, um mundo globalizado, industrial e tecnológico, com avanços reais, eminentes e iminentes. A estrutura industrial e agropecuária, toda uma cadeia de suprimentos e matéria-prima, sem esquecer os processos de fabricação que se utiliza de algum tipo de energia, necessita de hidrocarbonetos.

A sociedade atual é centrada no uso de combustíveis fósseis. Dentre os mais relevantes estão: o carvão, o óleo e gás natural. Segundo relatório da Agência Internacional de Energia, a entrega de produtos petrolíferos globais para 2016 está prevista em uma média de 95,2 mb/dia (milhão de barris/dia), um aumento de 1,2 mb/dia em relação ao ano anterior. As Américas com uma demanda de 31,4 mb/dia e Ásia/Pacífico com uma demanda de 32,2 mb/dia, estão entre os maiores consumidores (IEA, 2015).

Óleo, gás e derivados de hidrocarbonetos são responsáveis por uma cadeia de produtos e serviços, que é o alicerce da sociedade contemporânea. Esta, por sua vez, focada em inovações tecnológicas e comodidades proporcionadas pela industrialização e a recente era digital. À medida que cresce a dependência por hidrocarbonetos, crescem os desafios para a exploração.

A produção total de petróleo de 2014 foi de 88,7 milhões de barris/dia, onde os “Estados Unidos tornaram-se o maior produtor mundial de petróleo com um volume médio de 11,6 milhões de barris/dia (13,1% do total mundial)”, A Arábia Saudita ocupou o segundo lugar no ranking com 13% do total mundial e o Brasil ficou na 13ª posição, com um total de 2,3 milhões de barris/dia (2,6% do total mundial) (ANP, 2015, pg. 30).

Atualmente, o petróleo é um recurso essencial, indispensável. Muitas são as tecnologias e inovações que vem sendo implantadas para aumentar a recuperação de petróleo nos principais países produtores. Uma vez que, com aumento do consumo e redução dos preços, cada dia mais surge à necessidade de desenvolvimento científico para garantir a melhoria da produção de óleo e gás, de forma econômica e tecnicamente viável.

Muitos desafios se apresentam à indústria do petróleo. No Brasil, a exploração da região do pré-sal, com perfuração em águas profundas e ultra profundas, é um exemplo notável. A produção do pré-sal, que responde por 22% do total da produção da Petrobras no Brasil, chegou a um patamar de 520 mil barris por dia, em 2014, operando nas bacias de Santos e de Campos (PETROBRAS, 2016).

Assim, reservatórios de óleo pesado e ultra pesado, exploração em águas profundas e produção de campos maduros, isto é, produção de reservas não convencionais, são exemplos de desafios enfrentados pela indústria de petróleo, juntamente com a redução de preço de mercado. Fato que incute na necessidade por melhoria continuada de pesquisas, estudos e desenvolvimentos na área de recuperação de óleo.

Para tanto, é contundente o conhecimento do reservatório, por meio de estudos, análises e simulações do seu comportamento, a fim de garantir a produção economicamente viável de poços em reservas não convencionais, principalmente quando da aplicação de métodos de recuperação secundária, para o aumento da eficiência de recuperação e aceleração da produção de petróleo, vantagens essas delineadas por Rosa et al. (2011).

Nesse sentido, é crucial elucidar que o modelo para simular o comportamento do reservatório deve incorporar o máximo de informações de forma a atingir grande precisão em relação a reservatórios reais. Por exemplo, heterogeneidades do reservatório, sua

complexidade estrutural, irregularidades na sua geometria e a máxima precisão de suas propriedades são requisitos fundamentais para o estudo e monitoramento de reservatórios.

A gestão da recuperação de um reservatório busca minimizar investimentos de capital e despesas operacionais, nos quais os resultados são definidos em otimização da recuperação de óleo e redução de custos, ambos frequentemente em conflito (FANCHI, 2001).

A simulação numérica é uma ferramenta estratégica para o planejamento e gerenciamento da produção de reservatórios de petróleo e auxílio à tomada de decisão em projetos de exploração, uma vez que possibilita a análise do reservatório, a partir de estimativas da produção futura, predizendo o seu comportamento em relação à pressão, temperatura e escoamento de fluidos no meio poroso, o que permite planejar as facilidades de produção na superfície, como equipamentos e capacidade de elevação, injeção de fluidos e sistemas de armazenamento e distribuição da produção (AZIZ e SETTARI, 1979).

1.1 Objetivos da pesquisa

Esta pesquisa tem como objetivo geral estudar o escoamento de óleo e água devido à injeção isotérmica de água, utilizando o modelo *Black oil* e com características do Nordeste brasileiro, de um reservatório de formato irregular. A metodologia consiste no uso do método de Volumes Finitos, em coordenadas generalizadas. Os objetivos específicos contemplam:

- Desenvolver uma modelagem teórica bidimensional do tipo *Black oil*, em coordenadas generalizadas e sua solução numérica via método dos volumes finitos, que permita descrever os mecanismos que ocorrem no reservatório, em termos do comportamento de parâmetros como pressão, saturação das fases e velocidade de escoamento de fluidos;
- Realizar simulações do modelo de reservatório com óleo pesado, a fim de analisar o seu comportamento e previsão de produção de fluidos, estimados a partir de um tempo de projeto e/ou vazão de injeção de água especificada(s);
- Analisar os efeitos da aplicação do método de injeção de água sobre a eficiência do processo;

- Realizar análises de otimização da alocação de poços no reservatório, de formato irregular, com o intuito de aumentar indicadores de produção e reduzir a produção de água;
- Estudar os mecanismos de produção que atuam no reservatório, e comparar os resultados obtidos com os reportados na literatura pertinente.

1.2 Estrutura da pesquisa

O estudo foi dividido em cinco pontos, de acordo com os objetivos do estudo. Inicia-se com a contextualização da pesquisa, onde foi apresentada a problematização do estudo com introdução do tema e definição dos objetivos. Em seguida, foi realizada uma pesquisa bibliográfica para a fundamentação teórica, a qual permitiu compreender a área do estudo, com a abordagem sobre geração do petróleo, fundamentos de reservatórios de petróleo, propriedades das rochas e dos fluidos, conceitos básicos sobre recuperação de óleo.

Na modelagem matemática, apresentou-se a modelagem do reservatório, a partir do problema físico, e o método de cálculo para simulação numérica, em coordenadas generalizadas. Nesta etapa foi definido o reservatório estudado, refinamento e configuração dos poços, e foram apresentados os casos estudados. Nos resultados e discussões, os principais resultados das simulações foram apresentados e discutidos a partir de gráficos e mapas, com análise de parâmetros de reservatório e operacionais, bem como análises relativas à localização dos poços no reservatório. As conclusões e recomendações realizam o fechamento do estudo, com os principais resultados e considerações realizadas nas discussões, que permitiu formular sugestões para trabalhos futuros, para melhorias em pesquisas com simulação numérica de reservatórios de petróleo.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

De alimentação à saúde, de higiene a vestuário, de produtos básicos à alta tecnologia, a indústria petrolífera e petroquímica atua como base da economia mundial, seja com produtos petroquímicos básicos, intermediários e/ou finais (PETROBRAS, 2014). Isto é: Não é só energia.

O petróleo é um combustível fóssil, constituído em sua maior parte por hidrocarbonetos, e alguns contaminantes. O óleo cru é essencialmente formado por carbono (85-90%), hidrogênio (10-14%) e elementos não hidrocarbonetos – enxofre (0,2-3%), nitrogênio (<0.1-2%) e oxigênio (1%-1.5%) – com a presença de alguns componentes metálicos como: chumbo, níquel, vanádio, entre outros (CHAUDHURI, 2011).

A humanidade conhece o petróleo bruto, o betume, desde épocas remotas. De acordo com Fagan (1991) não se sabe, ao certo, quando o homem começou a usar petróleo. Fagan (1991), entretanto, informa que povos antigos utilizavam gás natural que escoava para a superfície por meio de poros ou fissuras, para alimentar fogos sagrados. Relatos de cerca de 6.000 A.C. descrevem o uso de asfalto para barcos à prova de água e casas de calor. Os egípcios, a aproximadamente 3.000 A.C., utilizavam asfalto na construção das pirâmides,

lubrificação das carruagens do Faraó, como agente de embalsamamento para múmias e em preparações medicinais.

A partir de então, a humanidade evoluiu significativamente, e, inerente a ela, as técnicas e ciências para extração e refino do óleo e gás natural, aumentando exponencialmente a utilização de hidrocarbonetos das rochas, ao longo de décadas.

Apesar do crescimento, o mercado de petróleo mundial enfrenta vários desafios. Em relatório sobre tendências globais de óleo e gás natural com perspectivas de mercado para 2015, a LUKOIL enumera os fatores que contribuem para o crescimento do mercado e os principais desafios, como apresentado na Tabela 2.1:

Tabela 2.1 – Fatores e desafios do crescimento do mercado de petróleo.

Fatores de Crescimento	Principais Desafios
O crescimento populacional e a urbanização	Aumento da produção de petróleo não convencional na América do Norte
Mecanização na Ásia	
Os custos crescentes de exploração e produção	Aumento da produção de petróleo no Iraque
Política da OPEP	Produção em águas profundas
Depreciação do dólar	Crescimento da produção de Biocombustíveis e do gás liquefeito de petróleo (GLP)

Fonte: LUKOIL (2016).

Por consequência, os estudos de reservatórios de petróleo, perfuração e completção, e tecnologias para elevação de óleo e gás natural, são cada dia mais comuns e buscam atender a um mercado que ao longo da História da humanidade cresce significativamente.

Segundo relatório da LUKOIL (2016), a população do planeta crescerá mais de 1,1 bilhões de pessoas entre 2010 e 2025, o que consequentemente vai aumentar os níveis de consumo, devido a fatores como urbanização e o crescimento da classe consumidora em países em desenvolvimento, que promovem o aumento do consumo de recursos energéticos.

Logo, a demanda global de hidrocarbonetos líquidos continuará a crescer anualmente em média 1,2%, cujas estimativas para 2025 são de 105 mb/dia.

Assim, para compreender a complexa cadeia de produção de óleo e gás natural no âmbito *upstream*, isto é, o setor de exploração e produção, é necessário estudar a origem e geração de reservatórios de hidrocarbonetos, o comportamento de formações petrolíferas e previsão da produção de fluidos nela contidos, para avaliação da viabilidade de exploração de campos de petróleo e implantação de métodos e processos para melhoria na recuperação de óleo.

2.1 Geologia e geração do petróleo

Há duas teorias notáveis para a formação do petróleo: a teoria orgânica, mais conhecida e aceita no meio científico; e a teoria inorgânica. Uma terceira teoria trata da combinação da teoria orgânica e a inorgânica.

A teoria orgânica, oriunda da visão ocidental, sugere que a origem do óleo negro é biogênica, resultante de matéria biológica que é armazenada em bacias sedimentares. A segunda teoria, proveniente de uma escola Russo-Ucraniana, propõe a teoria abiogênica, pautada na origem do petróleo na crosta da Terra. A teoria baseada na matéria orgânica sugere uma fonte finita de petróleo, enquanto a linha de pensamento abiogênica propõe uma capacidade quase ilimitada da formação de hidrocarbonetos (ROMANOVA e ROMANOV, 2015).

A teoria inorgânica explica a origem de hidrocarbonetos nas rochas a partir de reações químicas, que ocorre sem o auxílio de organismos vivos.

As três principais vertentes teóricas abordam a teoria do carbonato de cálcio, ferro e outros elementos que são capazes de produzir hidrocarbonetos quando em contato com a água; outra vertente baseia-se na ação da água quente no calcário (CaCO_3), com a presença de gesso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2(\text{H}_2\text{O})$), os quais aparecem associados com frequência na natureza e podem formar constituintes do petróleo. Por outro lado, da mesma teoria inorgânica, uma explicação a partir gases liberados em processos vulcânicos profere que estes podem formar pequenas

quantidades de hidrocarbonetos, devido à reações químicas que acontecem no interior da Terra (HAGER, 1951).

O debate a cerca da origem orgânica ou origem abiogênica do petróleo permanece no meio científico até os dias atuais. Romanova e Romanov (2015) comentam que existem investigações atuais realizadas para compreender a formação dos depósitos de hidrocarbonetos e os processos, os quais ocorrem no sistema rocha-óleo-água salgadas, durante a vida produtiva de campos de produção.

Por outro lado, evidências de materiais orgânicos (fósseis) descobertos no século XVIII, relacionadas à formação do carvão, levam cientistas a crer na mesma origem para o petróleo. A partir de então, muitas teorias biogênicas emergiram no século XIX, que sugerem que o petróleo é derivado diretamente de restos de matéria orgânica (biológica), no qual rochas sedimentares antigas, ricas em matéria orgânica originárias de animais e vegetais, transformam esses organismos biológicos em betume em um processo similar ao da formação de carvão (WALTERS, 2006).

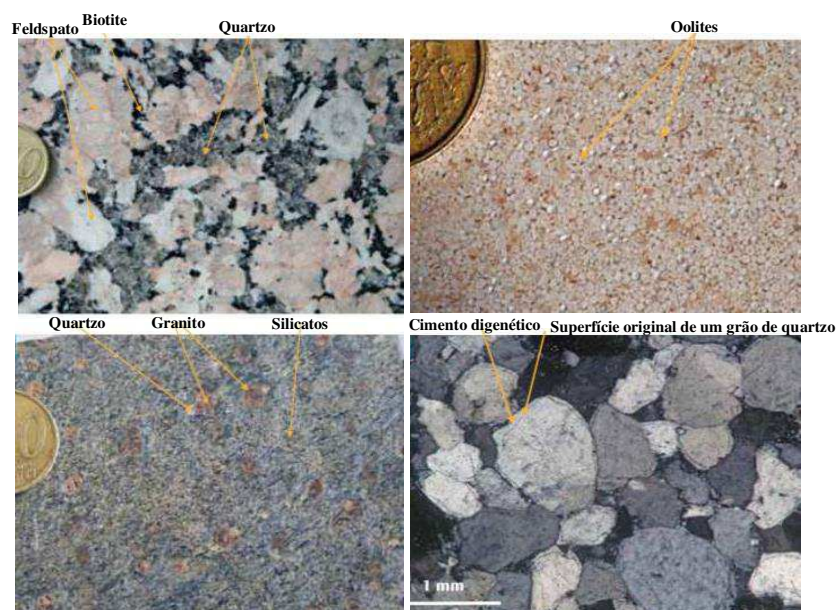
Portanto, a geologia e geofísica do petróleo são ciências fundamentais para explicar as condições fundamentais e descrever o ambiente original que gerou depósitos de hidrocarbonetos e o ambiente que se constitui do chamado reservatório, bem como a provável natureza do material da fonte original de petróleo.

As rochas sedimentares são as mais relevantes para a geologia e estudos de reservatórios de petróleo, pois apresentam os melhores depósitos de óleo e gás natural encontrados na Terra, principalmente por apresentarem condições adequadas de porosidade e permeabilidade (CORRÊA, 2003).

São formadas pela deposição de areia, argilas, carbonatos e outros materiais, depositados em rios, lagos ou nos oceanos. As rochas sedimentares são constituídas por camadas, estratos, depositados em sequência uns sobre os outros ao longo do tempo, ou pela superposição de resíduos dos rios, criando depósitos, de acordo com o princípio da superposição estratigráfica (CORRÊA, 2003).

Rochas sedimentares são originadas por dois tipos de processos geológicos, o intemperismo e a erosão, os quais produzem dois tipos de sedimentos: clásticos, como grãos de quartzo e feldspatos derivados de granitos alterados; e sedimentos não clásticos, ou seja, sedimentos químicos e bioquímicos, minerais como halitas (cloreto de sódio) e calcita (carbonato de cálcio, como recifes e corais) (KLEIN e DUTROW, 2012). A Figura 2.1 traz a estrutura de rochas sedimentares, que contém os grãos, em seus variados tipo e tamanhos, o cimento e camadas de lama entre a estrutura.

Figura 2.1 – Estrutura das rochas sedimentares.



Fonte: Adaptado de Beaux et al. (2011).

Exemplos de rochas sedimentares clásticas são arenitos, argilitos, siltito e folhelhos, estas se diferenciam entre elas pela composição de minerais e, principalmente, pelo tamanho dos grãos. Siltito, argilito e folhelho estão baseados em partículas sedimentares com um tamanho de grão fino (<1/16 mm) (KLEIN e DUTROW, 2012).

O arenito é um tipo de “rocha sedimentar cimentada ou litificada com tamanho de grão variando entre 0,062 e 2 mm. Os grãos componentes geralmente são arredondados por ação de águas, mas podem ser mais ou menos angulosos”. Outro tipo de rocha sedimentar é o calcário, composto essencialmente por calcita, CaCO_3 , que é o precipitado químico mais abundante nas rochas sedimentares ((KLEIN e DUTROW, 2012, p. 624).

O tipo e tamanho dos grãos da formação rochosa influenciam na formação de reservatórios de petróleo, uma vez que estes são fatores que definem características das rochas, como porosidade e permeabilidade.

O petróleo é originado da matéria orgânica - animal e vegetal - cujas evidências propõem que essa matéria é essencialmente marinha, e depositada em estruturas sedimentares. Sedimentos com grande quantidade de matéria orgânica carbonácea e reduzida quantidade de componentes de ferro, são depositados na parte inferior das rochas, não oxidados, preservados e submetidos à decomposição química e bacteriana. Os processos que convertem a matéria orgânica em óleo, ao longo do tempo, dependem de condições adequadas de temperatura e pressão, ação bacteriana e energia radioativa (TIRATSOO, 1952).

As acumulações de hidrocarbonetos não se originam nas armadilhas estruturais e estratigráficas em que são encontrados. O petróleo é gerado em uma rocha dita fonte, ou geradora, e se desloca para a rocha reservatório, onde se acumula. Reservatórios de petróleo são estruturas geológicas porosas e permeáveis, enquanto que as rochas de origem são identificadas como xistos compactados e impermeáveis (TIAB e DONALDSON, 2004; THOMAS, 2001).

Os hidrocarbonetos migram para rochas reservatório a uma profundidade considerável abaixo da superfície e algum tempo depois da sedimentação. A essa expulsão do petróleo da rocha geradora é chamada de migração primária.

A migração secundária ocorre no percurso ao longo da rocha reservatório, porosa e permeável, até ser interceptado por uma armadilha geológica, ou rocha selante, devido às diferentes densidades dos fluidos e em resposta a diferenciais de pressão, quando o petróleo é claramente identificável como o óleo bruto e gás, e, embora o gás possa estar dissolvido no óleo, a sua solubilidade em água conata é negligenciada (SELLEY, 1998; THOMAS, 2001).

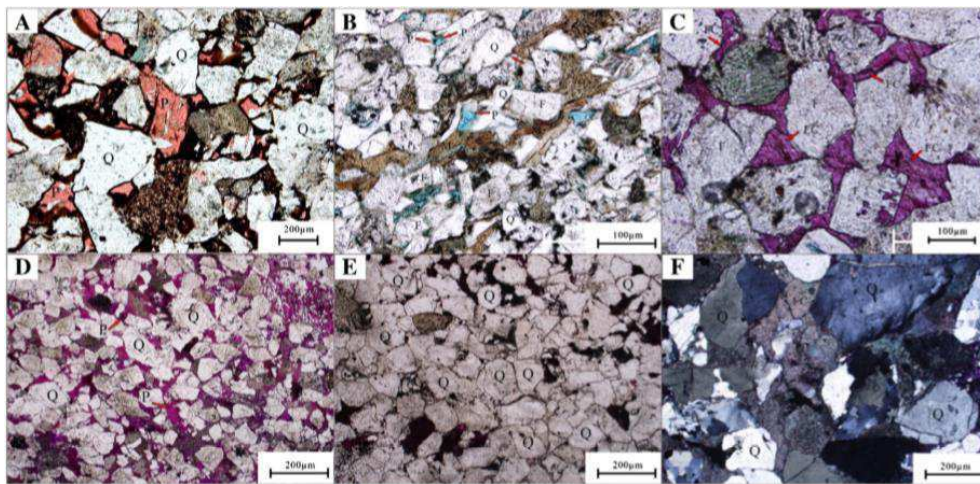
2.2 Reservatórios de petróleo

Reservatório de petróleo é uma rocha porosa e permeável que contém fluidos a serem produzidos - uma mistura de óleo, gás e água. Rocha-reservatório são rochas caracterizadas

por: porosidade suficiente, espaços vazios para armazenar fluidos em quantidade comercial; permeabilidade suficiente - representa a capacidade de escoamento de fluidos no meio poroso, que permita a extração destes de forma econômica; e saturação de hidrocarbonetos, isto é, um volume de hidrocarbonetos suficiente para a produção econômica do reservatório (DASGUPTA e AMINZADEH, 2015).

A Figura 2.2 apresenta amostras de rocha reservatório de poços produtores de um campo da Bacia de Ordos, na região centro-norte da China (ZOU et al., 2013).

Figura 2.2 – Micrografias de lâminas delgadas de rochas reservatórios da Bacia de Ordos.



Fonte: Adaptado de Zou et al. (2013). F = feldspato, P = poros, Q = quartzo, M = micas, FC = ferro-calcita.

Hager (1951) explica que reservatórios de óleo não são lagos subterrâneo, e sim uma rocha com pequenos vazios em meio a areia, que interconectados permitem um acúmulo razoável de petróleo. Os melhores reservatórios para óleo, segundo o autor, são formados por areias grossas, conglomerados, dolomíticos porosos e calcários oolíticos. Arenitos e xistos contêm petróleo, em muitos casos, mas não são os reservatórios mais favoráveis, devido à cimentação e preenchimento dos poros, que pode conter uma pequena quantidade de fluidos.

O meio poroso é uma matriz quase sólida contendo espaços vazios conectados através dos quais fluidos podem escoar, dependendo das suas características em termos de porosidade, permeabilidade, saturações de fluidos, pressão capilar, entre outros (NIELD, 2002).

Um reservatório de petróleo é constituído de três elementos essenciais, os quais se desenvolvem de forma variável (LEVORSEN, 1956):

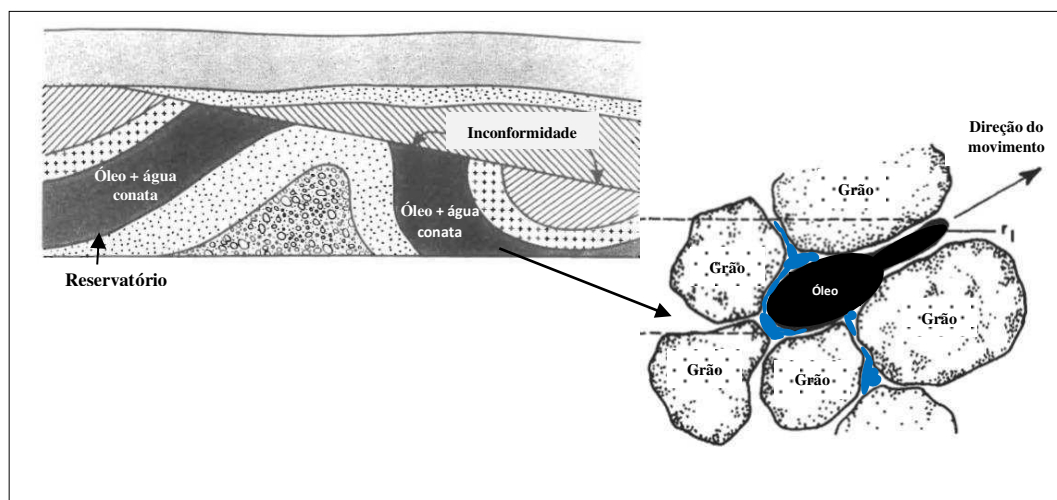
- a) A rocha reservatório: composição e textura, continuidade ou falta de continuidade;
- b) Os espaços vazios: expresso em fração ou percentagem do volume total da rocha, chamado de porosidade. O espaço dos poros é aquela porção da rocha reservatório que está disponível para a migração, acumulação e o armazenamento do petróleo. A facilidade com que os fluidos escoem através dos poros interconectados da rocha é chamada permeabilidade. A porosidade e permeabilidade são propriedades que dependem da presença de espaço de poros. Ambas as propriedades são de extrema relevância, uma vez que determinam a capacidade da rocha reservatório, tanto para conter os fluidos quanto para produzir;
- c) Armadilha: evita que os fluidos do reservatório escapem da rocha reservatório. São formadas por uma vasta variedade de combinações de características estratigráficas e estruturais das rochas, com condições variáveis de pressão do conteúdo fluido, que consiste geralmente em uma tampa de rocha impermeável - sobrejacente e selando a rocha porosa e permeável que contém o óleo e/ou gás.

Fluxo no meio poroso se diferencia de problemas de escoamento em tubulações, dado que, como explica Muskat (1982), ao invés de canais abertos e definidos por limites impermeáveis, característicos de problemas do sistema hidráulico, o meio poroso constitui-se de canais de fluxo compostos por múltiplos pequenos poros e limitado em extensão por fronteiras impermeáveis ou pela geometria dos sistemas de fluxo.

Materiais encontrados no meio poroso são solos relativamente finos, tais como areias não consolidada e areias consolidadas, como arenito comum, calcário e outras rochas porosas. Fato que pode resultar em sérias limitações no sistema, uma vez que, muitas das rochas que contenham fluidos dependem da sua capacidade de transporte de fluidos, que em grande parte deve-se a ocorrência de fraturas (MUSKAT, 1982).

A Figura 2.3 mostra o escoamento bifásico no meio poroso, contendo água e óleo.

Figura 2.3 – Escoamento de fluidos no meio poroso.



Fonte: Adaptado de Tiab e Donaldson (2004).

O estudo do escoamento dos fluidos no meio poroso requer a caracterização do reservatório a partir das propriedades das rochas e propriedades dos fluidos que estão nele contidos. De acordo com Schön (2014), a definição das propriedades do espaço poroso é relevante para a descrição e caracterização do volume dos poros e comportamento de fluxo de fluidos no reservatório de petróleo.

2.2.1 Propriedades das rochas

As principais características das rochas são: porosidade, permeabilidade, saturação de fluidos, pressão capilar (capilaridade), compressibilidade e molhabilidade.

A porosidade do meio poroso é definida como a razão de espaços vazios, ou volume poroso, pelo volume total da rocha, expressa em percentual ou em fração (CRAFT e HAWKINS, 1991). O espaço dos poros dentro da rocha é geralmente preenchido por água conata, mas contém óleo ou gás. A porosidade é dada pela Equação (2.1) (SELLEY, 1998):

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} \quad (2.1)$$

Tiab e Donaldson (2004) elucidam que a partir dessa definição, a porosidade de qualquer material poroso pode apresentar qualquer valor, porém, na maioria das rochas

sedimentares, a porosidade não ultrapassa 50%. Segundo os autores, “as porosidades de reservatórios de petróleo variar de 5% a 40%, mas mais frequentemente estão entre 10% e 20%”.

A permeabilidade mede a capacidade de escoamento de fluidos no meio poroso. Ou seja, é uma medida de condutividade de fluidos de um material (ROSA et al., 2011).

A permeabilidade de uma rocha depende da sua porosidade efetiva, a qual é afetada pelo tamanho e a forma dos grãos, a distribuição de tamanho de grão (triagem), o empacotamento dos grãos, e o grau de consolidação e cimentação. O tipo de argila ou material de cimentação entre os grãos de areia também afeta a permeabilidade, especialmente onde a água doce está presente (TIAB e DONALDSON, 2004).

A permeabilidade da rocha porosa depende do tipo e estrutura da rocha, tipo e tamanho dos grãos, dos processos de deposição e sedimentação, em suma, da geologia do reservatório. As direções dos espaços vazios interconectados no meio poroso tem influência significativa na permeabilidade absoluta da formação que contem petróleo.

De acordo com Selley (1998), a permeabilidade raramente é igual em todas as direções na rocha. Ou seja, a permeabilidade vertical é geralmente muito inferior à permeabilidade horizontal, devido ao processo de deposição, posto que a pressão da camada de rocha é maior na direção vertical do que na direção horizontal do escoamento.

A permeabilidade da rocha reservatório no transporte de fluidos pode ser dividida em três tipos, dependendo do fluido que escoam no meio poroso: Permeabilidade absoluta – para o fluxo laminar de um único fluido não reativo; permeabilidade efetiva – para o fluxo de fluido na presença de outro fluido, quando ambos forem imiscíveis; e permeabilidade relativa – razão entre a permeabilidade efetiva e a absoluta (SCHÖN, 2014, p.33).

Permeabilidade absoluta é a capacidade de escoamento de um fluido que satura o meio poroso em 100%. Porém, quando dois ou mais fluidos estão presentes, a capacidade de transmissibilidade de um fluido é chamada de permeabilidade efetiva do meio poroso em relação ao fluido em questão. A permeabilidade relativa é a razão entre a permeabilidade

efetiva do meio para um fluido em particular em relação à permeabilidade absoluta do meio poroso. A permeabilidade relativa pode ir de 0 a 1, e a permeabilidade efetiva de 0 a 100% (ROSA et al., 2011; SELLEY, 1998).

O conhecimento e análise da permeabilidade do meio poroso, seja permeabilidade absoluta sejam a efetiva e relativa, é relevante para a viabilidade da produção de fluidos do reservatório, aplicação de métodos de recuperação suplementar e gerenciamento do campo produtor.

É comum a utilização de algum processo para complementar a energia do reservatório e deslocar o óleo até os poços produtores por algum tipo de injeção de fluido na formação, cujo fluido mais comumente utilizado é a água, devido à sua disponibilidade, baixo custo e alta densidade específica, que facilita a injeção (DAKE, 1998).

No mecanismo de deslocamento de óleo por um fluido injetado, a mobilidade dos fluidos é um fator chave para utilização de injeção de fluidos e produção de óleo (DAKE, 1998). A mobilidade de um fluido é dada pela Equação (2.2).

$$\lambda = \frac{kk_r}{\mu}, \quad (2.2)$$

onde k é a permeabilidade absoluta do meio poroso, k_r é a permeabilidade relativa do fluido e μ é a viscosidade do fluido.

Diante do exposto, o estudo de propriedades das rochas, quando da produção de fluidos no reservatório e aplicação de métodos de recuperação suplementar é essencial, sobretudo, no que concerne as permeabilidades, na injeção de água, posto que essa tem influência significativa na eficiência de deslocamento, devido a mobilidade dos fluidos e razão de mobilidade.

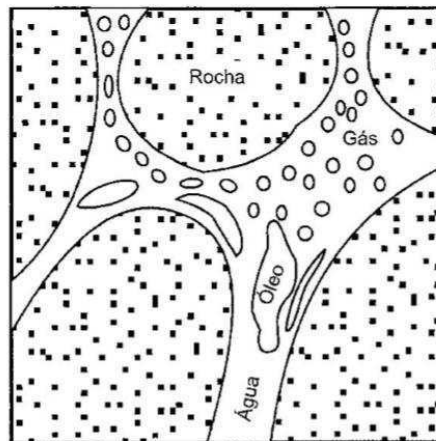
O meio poroso de uma rocha reservatório é preenchida por fluidos, podendo conter, em geral, óleo, água e gás/ar. A razão do volume de fluido que ocupa o volume dos poros é chamada de saturação de fluido. A saturação é expressa em fração, ou mais comumente, em

percentual. A soma das saturações de todos os fluidos presentes no meio poroso é igual a 1. Em suma, a saturação de um fluido é o volume do fluido normalizado pelo volume poroso (CRAFT e HAWKINS, 1991; SCHÖN, 2014).

Portanto, a saturação total de fluidos de um reservatório com água, óleo e gás é representada pela Equação (2.3), e como representado na Figura 2.4:

$$S_{\text{água}} + S_{\text{óleo}} + S_{\text{gás}} = 1 \quad (2.3)$$

Figura 2.4 – Saturação total de fluidos no reservatório.



Fonte: Rosa et al., (2011).

A saturação de um fluido presente no reservatório de petróleo, em percentual, é dada pela Equação (2.4):

$$S_i(\%) = \frac{V_f}{V_p} \times 100, \quad (2.4)$$

onde i = água, óleo ou gás. A Equação (2.4) define a saturação do fluido i em relação ao volume poroso da rocha. A saturação de água no reservatório no instante da sua descoberta é chamada de saturação inicial de água ou água conata (ROSA et al., 2011). O volume total de água no reservatório é dado por Schön (2014) na Equação (2.5):

$$BVW = \frac{V_{\text{água}}}{V_{\text{rocha}}} = S_w \cdot \phi, \quad (2.5)$$

onde S_w é a saturação de água na rocha porosa. Assim, a determinação das saturações de um reservatório pode ser direta ou indireta. O método direto utiliza uma seleção de rochas, amostras de testemunhos, pela extração de fluido e medições de pressão capilar. E de forma indireta, através da medição de algumas propriedades da rocha, usando perfilagem de poços, como perfis de resistividade, por exemplo, ou por aplicação de técnicas de ressonância magnética nuclear (RMN) (AMYX et al., 1960; SCHÖN, 2014).

No escoamento bifásico de dois fluidos imiscíveis no meio poroso, água e óleo, a diferença entre a pressão da fase não molhante, ou seja, óleo (p_o) e pressão da fase molhante – água (p_w), determina a pressão capilar (p_c), segundo a Equação (2.6) (CHEN et al., 2006):

$$p_c = p_o - p_w. \quad (2.6)$$

A pressão capilar depende da saturação da fase molhante, isto é, de S_w , e da direção da mudança de saturação, com a drenagem ou embebição. Assume-se que a pressão capilar dependa somente da saturação da fase molhante e seu histórico, contudo, esta depende também da tensão superficial (σ), da porosidade (ϕ), da permeabilidade (k) e do ângulo de contato (θ) com a superfície da rocha da fase molhante, que, por sua vez, depende da temperatura e da composição do fluido (POSTON et al. apud CHEN et al., 2006).

2.2.2 Propriedades dos fluidos – Parâmetros PVT

Reservatórios de petróleo são rochas porosas e permeáveis que contém fluidos, em particular, água, óleo e gás, e podem ser classificados em reservatórios de óleo e reservatórios de gás, dependendo: da composição das mistura de hidrocarbonetos presentes; das condições iniciais de temperatura e pressão e da pressão; e temperatura nas condições de superfície, na produção final (AHMED, 2010).

O petróleo é uma mistura de multicomponentes, constituído principalmente de hidrocarbonetos, ligações de carbono (C) e hidrogênio (H). Mas, também pode conter

componentes inorgânicos, onde são mais usualmente encontrados são o nitrogênio (N_2), dióxido de carbono (CO_2), e sulfeto de hidrogênio (H_2S). Água (H_2O) é um fluido comum em reservatório de petróleo, o qual tem miscibilidade bastante restrita com componentes hidrocarbonetos (PEDERSEN e CHRISTENSEN, 2007).

O componente mais comum na mistura de hidrocarbonetos é o metano (CH_4), de composição mais simples, mas há componentes mais complexos com mais carbono como o C_{7+} . Todavia, em reservatório de petróleo geralmente existem hidrocarbonetos pesados, com componentes, como o C_{200} . As classes de hidrocarbonetos mais encontradas em reservatórios de petróleo são as parafinas, naftênicos e aromáticos (PEDERSEN e CHRISTENSEN, 2007; ROSA et al., 2011).

A principal formação é da série de hidrocarbonetos parafínicos (C_nH_{2n+2}), e em menores quantidades os naftênicos (C_nH_{2n}) e aromáticos (C_nH_{2n-6}). Parafinas são divididas em parafinas normais (n-parafinas) e iso-parafinas (i-parafinas), também chamados de alcanos. Exemplos de hidrocarbonetos parafínicos são: metano (C_1), etano (C_2) e n-hexano (nC_6) (BIDNER, 2001).

Os naftênicos (olefinas) são similares às parafinas, porém possuem estruturas cíclicas, por isso são também chamados de ciclo-alcanos. Ciclohexano e metil ciclohexano, também se pode citar o eteno (C_2H_4) e o propeno (C_3H_6). Dos hidrocarbonetos aromáticos, estão o benzeno (C_6H_6), o tolueno (C_7H_8) e o naftaleno ($C_{10}H_8$) (BIDNER, 2001; PEDERSEN e CHRISTENSEN, 2007).

Os tipos de fluidos presentes no reservatório, segundo Ahmed e Meehan (2012), são classificados de acordo com o coeficiente de compressibilidade isotérmica, em três grupos: fluidos incompressíveis, fluidos de baixa compressibilidade e fluidos compressíveis, que é o caso do gás.

As misturas de hidrocarbonetos podem ser encontradas no estado sólido, líquido ou gasoso, dependendo das condições de temperatura e pressão a que estão submetidos, e podem estar em uma única fase ou em mais de uma fase em equilíbrio. No entanto, acumulações de petróleo estão em constante mudança de fases devido às alterações nas condições de pressão e

temperatura dentro do reservatório, bem como a composição dos fluidos, que define o comportamento das fases (ROSA et al., 2011).

Reservatórios de hidrocarbonetos são classificados em reservatórios de óleo e reservatórios de gás, dependendo de suas condições iniciais de temperatura e pressão, em função da localização dessas condições no diagrama de pressão-temperatura do fluido do reservatório (AHMED, 2006).

Outra classificação se baseia na densidade do fluido, estabelecida pela *American Petroleum Institute* (API). A densidade de um óleo é, assim, tradicionalmente expressa em °API (Grau API), definida na Equação (2.7) (BIDNER, 2001; PEDERSEN e CHRISTENSEN, 2007).

$$^{\circ}API = \frac{140,5}{\gamma_{60}} - 131,5, \quad (2.7)$$

onde γ_{60} é a densidade específica do óleo, ou seja, a razão entre a densidade do óleo e a densidade da água, nas condições padrões, na temperatura de 60°F (20°C) e pressão de 1 atm (PEDERSEN e CHRISTENSEN, 2007; QUEIROZ, 2006).

Quanto maior o °API mais leve é o óleo e melhor é seu de valor de mercado. Quanto menor o °API, maior a sua viscosidade e, portanto, maior a resistência ao escoamento. A Tabela 2.2 traz a classificação do óleo segundo o Grau API, como é considerada em distintas instituições de petróleo.

Tabela 2.2 – Classificação do óleo de acordo com o °API.

Instituições	°API (Grau API)			
	Óleo leve	Óleo médio	Óleo pesado	Óleo ultrapesado
OPEP	≥ 32	26 – 32	10,5 – 26	$\leq 10,2$
Petrobras <i>offshore</i>	≥ 32	19 – 32	14 – 19	≤ 14
Petrobras <i>onshore</i>	≥ 32	18 – 32	13 – 18	≤ 13
ANP/Brasil	$\geq 31,1$	22,3 – 31,1	12 – 22,3	≤ 12

Fonte: Cunha (2010).

Black oil, ou óleo pesado e ultrapesado, consiste em um tipo de óleo, cuja mistura contém uma variada composição química de moléculas grandes, pesadas e não voláteis de hidrocarbonetos (MACUALO, 200?).

O modelo de fluido *black oil*, utilizado para realizar as simulações numéricas do presente estudo, é baseado neste tipo de óleo, que possui elevada viscosidade e, portanto, maior resistência ao escoamento no meio poroso na presença de outro fluido, no caso água, que faz com que a mobilidade do fluido deslocante – água injetada no reservatório – seja maior do que a mobilidade do fluido deslocado (óleo).

A consequência desse fato é a ocorrência de *fingers*, ou caminhos preferenciais da água em relação ao óleo, e a chegada da água de injeção mais precocemente aos poços produtores, fenômeno chamado de *breakthrough*.

De tal modo, a recuperação de óleo é afetada negativamente, uma vez que há um aumento da produção de água após o *breakthrough*, e o óleo fica acumulado dentro do meio poroso, sem que a frente de água consiga deslocá-lo para ser produzido (DAKE, 1998).

2.3 Métodos de recuperação de petróleo

Na vida produtiva de um reservatório de petróleo, considera-se três tipos de recuperação de petróleo: produção primária - produção de fluidos utilizando energia natural do reservatório; produção secundária – com energia externa introduzida no reservatório, com injeção imiscível de fluidos; e produção terciária – além de energia suplementar, externa, ocorre uma mudança nas propriedades da formação produtora e fluidos, com métodos térmicos, químicos e miscíveis, por exemplo (MACUALO, 200?).

2.3.1 Recuperação primária

Um reservatório de petróleo contém uma mistura fluida de hidrocarbonetos e água, que geralmente, está conectado a um sistema hidráulico de aquífero, o qual fornece fonte de energia natural que auxilia na recuperação de fluidos. O reservatório pode ainda conter gás dissolvido no óleo e presença de gás livre, que, usualmente, forma uma capa de gás acima da

zona de óleo, devido à organização gravitacional dos fluidos na formação produtora (LYONS, 2010).

Destarte, o reservatório possui inicialmente, quando da sua descoberta, energia natural suficiente para deslocar fluidos do meio poroso até o poço produtor, através de mecanismos chamados primários, ou seja, por meio de energia primária.

Segundo Ahmed e Meehad (2012), o comportamento do reservatório e previsão de produção de fluidos são explicados pelos efeitos originados dessa energia natural, e citam, basicamente, seis mecanismos de que influem nesse processo: expansão de rocha e fluidos; depleção, ou queda de pressão, que leva a liberação do gás em solução; capa de gás; influxo de água; drenagem gravitacional; e a combinação desses mecanismos

Assim, a recuperação de óleo por mecanismos primários depende da pressão no reservatório, das características e estado dos fluidos, e do mecanismo preponderante no reservatório.

Para reservatório subsaturado, a recuperação decorre através de duas etapas: a expansão de uma fase de fluido até o reservatório atingir a pressão do ponto de bolha; e a segunda é a produção por um dos mecanismos fundamentais de recuperação, podendo atuar sozinho ou em combinado (PIRSON, 1965). Portanto, Os mecanismos primários de produção são basicamente: gás em solução; capa de gás; influxo de água e mecanismos combinado (GUO et al., 2007).

2.3.2 Recuperação suplementar de reservatórios

2.3.2.1 Fundamentos

A recuperação de reservatórios depende de condições favoráveis ao escoamento do petróleo entre os poros da rocha de forma contínua, onde os mecanismos que regem o movimento dos fluidos no meio poroso possam permitir a chegada do óleo no poço produtor.

No entanto, conforme explica Allen III et al. (1988), há características da formação produtora e dos fluidos, ali contidos, que inibem o processo de recuperação de óleo. Os pesquisadores ressaltam dois importantes efeitos do ponto de vista microscópico e dois do ponto de vista macroscópico.

No âmbito microscópico, a viscosidade do fluido a ser produzido e o efeito da capilaridade são as propriedades que dificultam o escoamento no meio poroso.

É sabido que quanto maior a viscosidade do fluido a ser produzido maior é a sua resistência ao escoamento. Portanto, a produção de óleos pesados é um desafio, em virtude da força de resistência que esse fluido impõe ao ser atravessado pelos poros da rocha.

O segundo fator microscópico é o efeito da capilaridade, visto que as tensões interfaciais entre os fluidos torna o fluxo de óleo descontínuo no meio poroso, isto é, o óleo se distribui de forma descontínua, o que o torna incapaz de estabelecer um padrão de escoamento estável para a recuperação (ALLEN III et al., 1988).

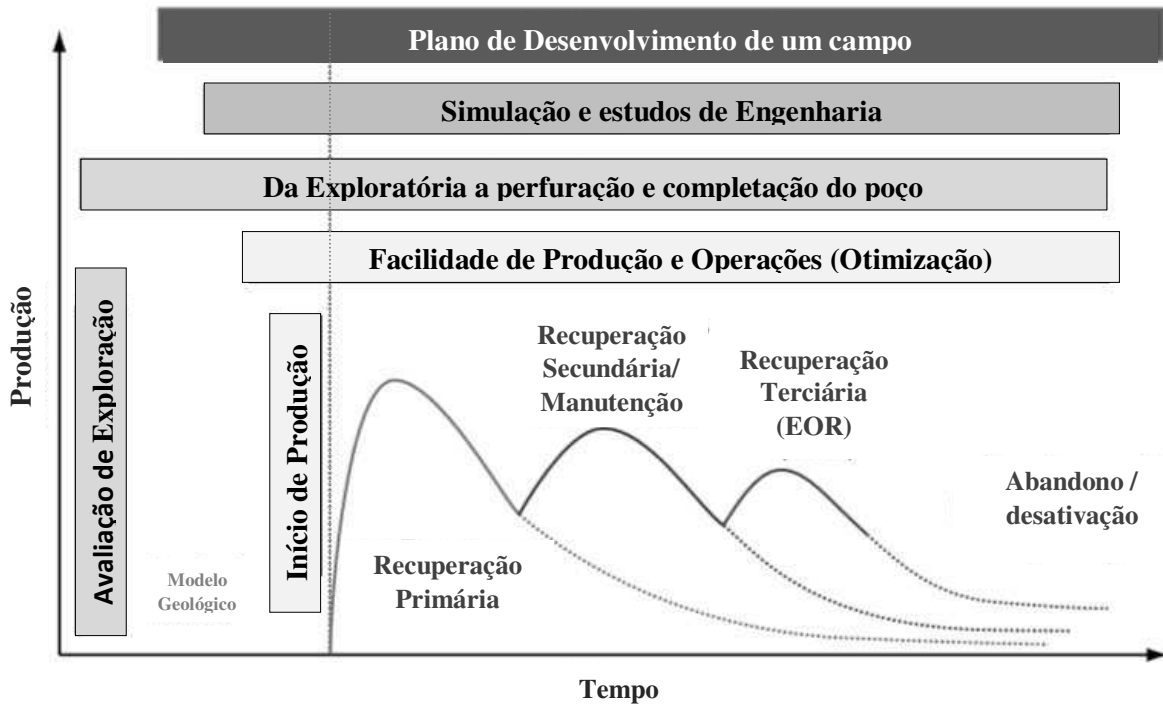
Do ponto de vista macroscópico, a heterogeneidade do reservatório e a diferença entre a mobilidade dos fluidos presentes são os fatores que impedem a recuperação do óleo. Ambos os fatores são relevantes na aplicação de métodos convencionais, pois, impedem, inclusive, o deslocamento do óleo por um fluido injetado, posto que a heterogeneidade causa um movimento irregular do fluido no reservatório, com ocorrência de barreiras que dificultam o deslocamento do óleo por água, ou gás, injetado (ALLEN III et al., 1988).

Por outro lado, uma razão de mobilidade desfavorável agrava os efeitos da heterogeneidade e causa redução da eficiência de deslocamento inclusive em meios porosos homogêneos, que é consequência da ação da alta viscosidade do fluido a ser produzido e da capilaridade (ALLEN III et al., 1988).

Por esta razão, com intuito de recuperar o óleo em um reservatório, ou aumentar, a recuperação de óleo, é, frementemente, utilizado algum método que provenha energia adicional a reservatórios depletados, e, em outro aspecto, métodos que permitam modificar as propriedades, como redução da viscosidade, redução das tensões interfaciais e, consequente,

melhoria da mobilidade do óleo. A Figura 2.5 mostra as categorias da recuperação de óleo, a partir de um plano de desenvolvimento de um campo produtor.

Figura 2.5 – Etapas para o desenvolvimento de um campo produtor de petróleo.



Fonte: Adaptado de Alvarado e Manrique (2010).

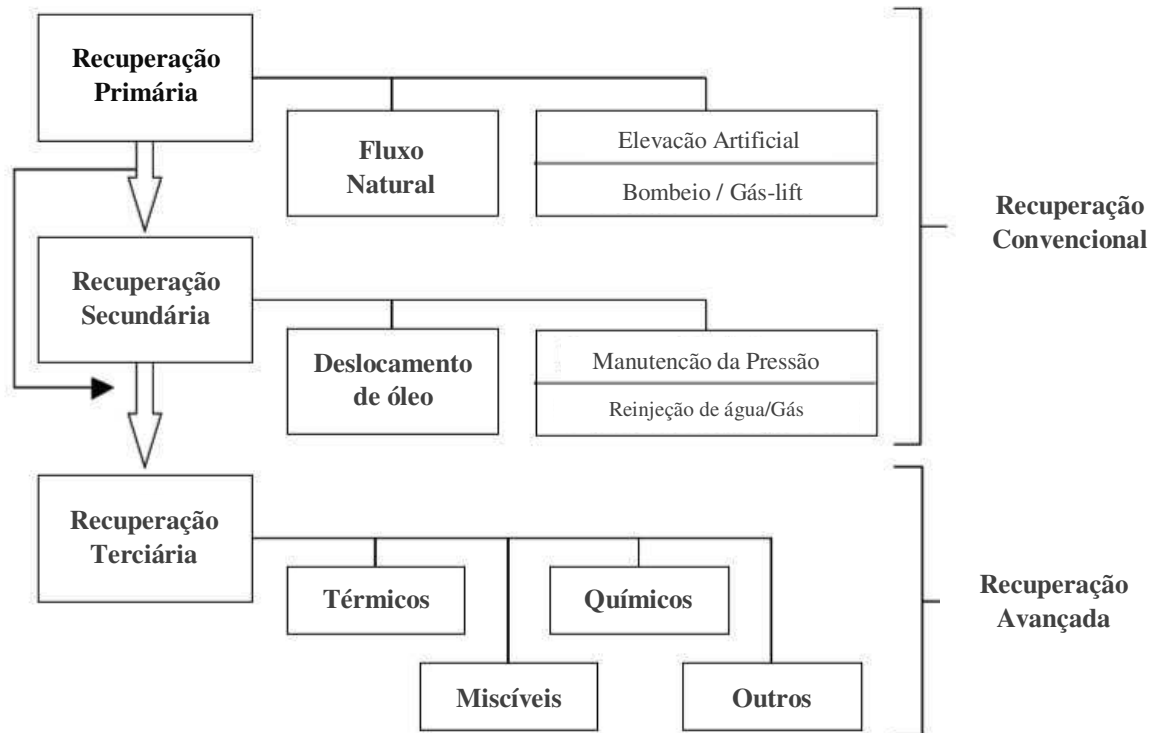
Portanto a literatura convencionou dividir em três etapas (LAKE et al., 2014; CRAFT e HAWKINS, 2015; ALVARADO e MANRIQUE, 2010).

- I. Recuperação primária:** por meio da atuação dos mecanismos discutidos anteriormente;
- II. Recuperação secundária:** refere-se a técnicas cuja finalidade é, principalmente, aumentar ou manter a pressão do reservatório, com a injeção de água ou injeção de gás imiscível, são também chamadas de métodos convencionais;
- III. Recuperação terciária:** chamadas de *Enhanced Oil Recovery* (EOR) são aplicadas, normalmente, após a recuperação secundária, com o intuito de recuperar o óleo adicional pela redução da viscosidade do óleo, melhoria da razão de mobilidade, redução da capilaridade e forças interfaciais, além de deslocar o óleo e pressurizar o reservatório.

Na prática, a utilização dos métodos suplementares nem sempre acontecem nessa ordem, uma vez que podem ser utilizados métodos especiais quando após a recuperação

primária, por exemplo. Reservatórios de óleos pesados não respondem de forma eficiente aos mecanismos primários e métodos secundários, devido aos efeitos da capilaridade, viscosidade do óleo e razão de mobilidade (AHMED e MEEHAN, 2012). Na Figura 2.6 está ilustrada a classificação da recuperação do óleo de forma sistemática.

Figura 2.6 – Classificações da recuperação de óleo.



Fonte: Adaptado de Lake et al. (2014).

A utilização de algum método de recuperação suplementar depende das características do reservatório, dessa forma, Ahmed (2006) cita os principais, tais como: geometria do reservatório; propriedades dos fluidos, propriedades físicas como viscosidade e capilaridade; profundidade do reservatório, que influencia nos aspectos técnicos e econômicos dos processos de recuperação; a litologia e propriedades das rochas, como porosidade, permeabilidade; e saturação de fluidos, para garantir a eficiência de recuperação.

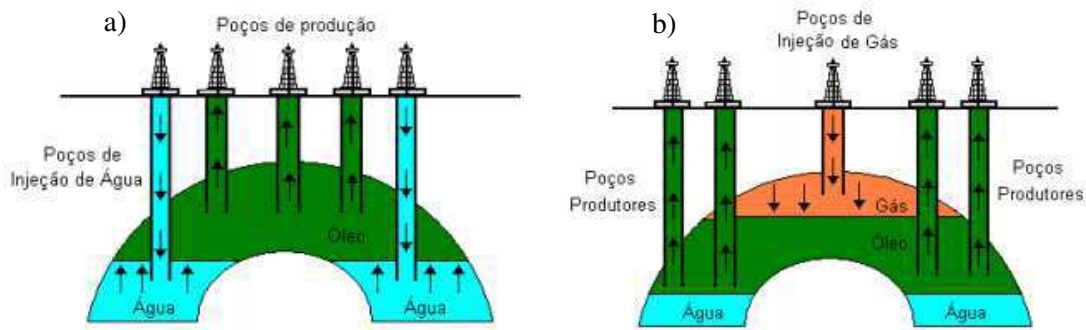
2.3.2.2 Métodos convencionais de recuperação

Os métodos convencionais de recuperação compreendem injeção de água e injeção de gás imiscível. São aplicados, geralmente, após a depleção natural do reservatório.

Muitos reservatórios modernos incorporam a manutenção da pressão no início da vida de produção do campo, por vezes, a partir do início da produção. Neste caso, o reservatório não é submetido a uma fase de produção primária convencional. O termo "manutenção da pressão" é uma descrição mais precisa da estratégia de gestão do reservatório para estes campos do que o termo "produção secundária" (FANCHI, 2001, p.67).

Os processos dos métodos de recuperação convencional são a manutenção da pressão e o deslocamento imiscível do óleo pelo fluido injetado. Assim, o óleo é deslocado pela água, ou gás injetado, e flui pelo reservatório nas partes mais permeáveis, deixando óleo residual nas partes menos permeáveis. Nas camadas verticais, o óleo desloca com mais dificuldade, pois os espaços entre os poros são mais estreitos nessa direção, deixando óleo residual acumulado (JAHN et al., 2003). A Figura 2.7 traz o esquema dos métodos convencionais de injeção de água e injeção de gás imiscível, respectivamente.

Figura 2.7 – Esquemas de injeção de água de injeção: a) injeção de água, b) injeção de gás imiscível.



Fonte: Carvalho, 2010.

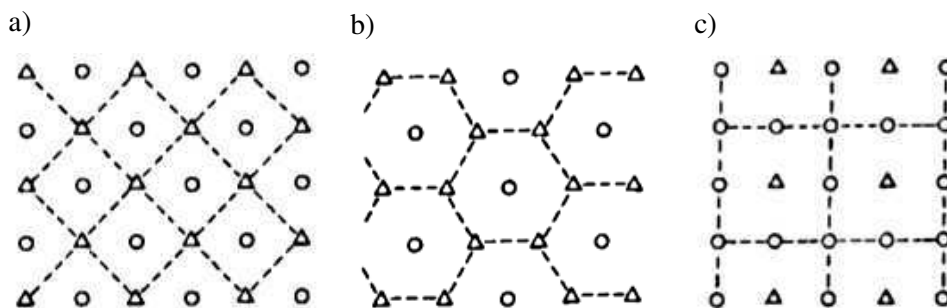
A injeção de fluidos no reservatório pode ser em regiões periféricas, na zona de água ou na zona de capa de gás, ou com injeção em malhas. Segundo Ahmed (2006), a seleção do padrão de injeção adequado tem por objetivo garantir que o fluido de injeção tenha o máximo contato possível com o sistema de óleo. Esta seleção pode se dar através da conversão de poços de produção existentes em poços injetores ou perfuração de poços para injeção.

A seleção do tipo de padrão de poços injetores deve considerar as características do reservatório, presença de fratura e heterogeneidade, e aspectos operacionais, como distância entre os poços, injetividade e produtividade, e recuperação máxima desejada. De tal modo, a

definição do padrão de injeção depende do número e localização dos poços, onde em projetos de injeção, é usual utilizar arranjos de injeção irregular, injeção periférica, injeção regular, injeção na base da formação, para o caso da injeção de água (AHMED, 2006).

A Figura 2.8 ilustra alguns exemplos de injeção periférica, em malhas, na qual os poços de injeção estão localizados no contorno externo do reservatório e o óleo é deslocado para o interior do reservatório.

Figura 2.8 – Exemplos de arranjos de injeção periférica no reservatório, em malhas, a) modelo *five-spot*, b) modelo *seven-spot*, c) *nine-spot* invertido.



Fonte: Adaptado de Ahmed (2006).

Na Figura 2.8 os arranjos de injeção de fluidos e produção de óleo seguem um padrão de quatro poços injetores (símbolo triangular) e um poço produtor (símbolo circular), na Figura 2.8 (a), na Figura 2.8 (b) são seis poços injetores com um poço produtor central, e na na Figura 2.8 (c) o modelo *nine-spot* invertido, com um poço injetor central e oito poços produtores.

Nos campos de produção é mais comum usar os modelos invertidos, pois estes possui um poço injetor central e um maior número de produtores influenciados por ele, dependendo da malha, se *five*, *seven* ou *nine-spot*, que permite uma melhor recuperação e redução de custos com perfuração e injeção.

No reservatório, com as malhas em arranjos invertidos, injeta-se fluido imiscível na zona de óleo que empurra o óleo na direção dos poços produtores, ao mesmo tempo em que pressuriza o reservatório, para produzir o banco de óleo à frente do avanço frontal injetado na injeção de água (WILLHITE, 1986).

2.3.2.3 Métodos especiais de recuperação

Os métodos especiais de recuperação de óleo, métodos avançados de recuperação, ou (EOR), baseia-se na recuperação de petróleo pela injeção de materiais que não são comuns ao reservatório. Os métodos de recuperação avançada (EOR) buscam uma redução da saturação de óleo abaixo da saturação de óleo residual (S_{or}), como por exemplo, para óleos com alta viscosidade usa-se calor para produzir o óleo residual, após a recuperação secundária, e processos miscíveis para reduzir tensões interfaciais (THOMAS, 2008; LAKE et al., 2014; AHMED e MEEHAN, 2012). Os métodos especiais de recuperação são agrupados em quatro categorias (AHMED e MEEHAN, 2012; ROSA et al., 2011). A Tabela 2.3 apresenta, resumidamente, os métodos especiais de recuperação.

- I. Métodos Térmicos: injeção cíclica de vapor, injeção contínua de vapor, SAGD (*Steam-assited gravity drainage*) e combustão *in situ*, são importantes exemplos;
- II. Métodos Químicos: injeção de polímeros, surfactante, solução alcalina, solução miscelar, solução alcalina-surfactante-polímero (ASP);
- III. Métodos miscíveis: injeção de gás miscível, como injeção de CO₂, N₂, e WAG (*Water Alternating Gas*), ou seja, injeção alternada de água e gás;
- IV. Outros métodos: MEOR (*Microbial Enhanced Oil Recovery*), que é uma injeção de biopolímero, bactérias com água seguida de nutrientes, por exemplo.

Tabela 2.3 – Métodos de recuperação avançada.

	Métodos	Princípio básico
Métodos Térmicos	Injeção de água quente, injeção de vapor, combustão <i>in situ</i> .	Melhoria da eficiência de deslocamento e da eficiência de varrido.
Métodos Miscíveis	Deslocamento miscível com injeção de CO ₂ , N ₂ , gás enriquecido, gás seco, GLP.	Melhoria da eficiência de deslocamento.
Métodos Químicos	Injeção de polímeros, surfactante, solução alcalina, ASP.	Melhoria da eficiência de deslocamento e da eficiência de varrido.

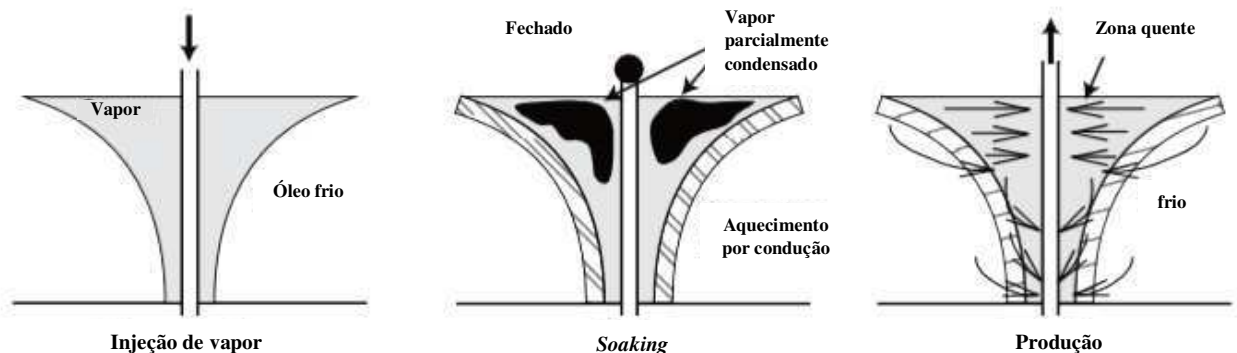
Fonte: Adaptado de Teknica (2001).

Os métodos térmicos mais utilizados são baseados na injeção de vapor, que pode ser cíclica ou contínua. As técnicas térmicas permitem a redução da viscosidade para melhorar a mobilidade do óleo através aplicação de calor. Isto ocorre pela injeção de calor no reservatório ou com o método de combustão *in situ* (FAROUQ ALI et al., 1997).

Na injeção de vapor, o vapor é utilizado como fluido de deslocamento, o qual aumenta a energia reservatório pela liberação de calor, bem como energia mecânica devido à da diferença de pressão. O vapor é um fluido ideal para adicionar energia a um reservatório por causa de seu alto teor de calor latente. Por exemplo, água a 400 °F contém 375 Btdlb, mas de vapor saturado a 400 ° F tem 1.201 BTU/lb, ou seja, mais de três vezes o conteúdo de calor de água (SERATHI e OLSEN, 1992).

A injeção cíclica de vapor é, basicamente, um método de estimulação, que utiliza um único poço para injetar vapor e produzir óleo, e consiste em três estágios: injeção de vapor, período de *soaking* (embebição do vapor), e o período de produção (AHMED e MEEHAN, 2012), ilustrado na Figura 2.9, expondo as etapas do processo de injeção cíclica de vapor.

Figura 2.9 – Estimulação cíclica de vapor.



Fonte: Adaptado de Thomas, 2008.

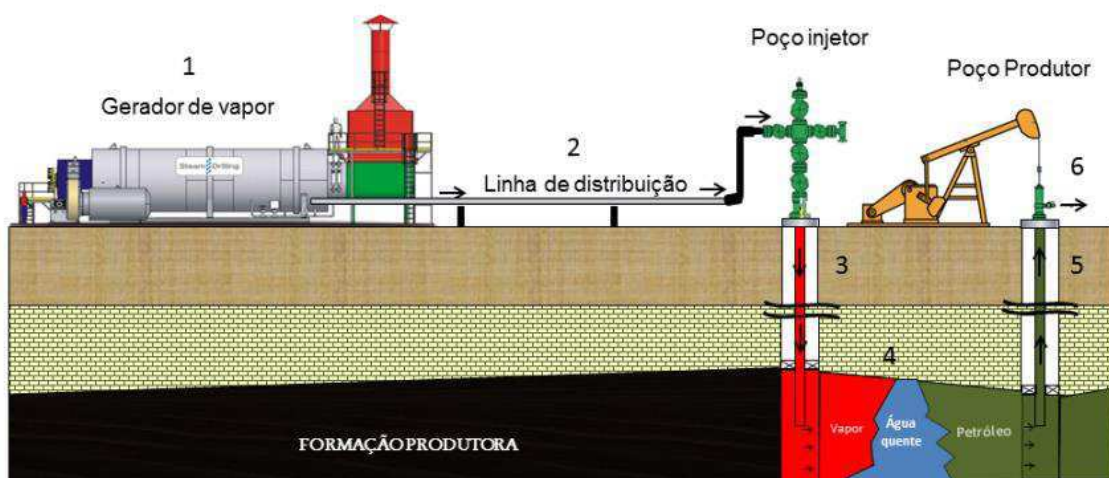
No primeiro estágio, uma alta vazão de vapor é injetada no poço por um período de curto de tempo, de 10 dias a 1 (um) mês. Após a injeção, o poço é fechado por alguns dias (aproximadamente 5 dias) para possibilitar a fase de embebição do vapor no reservatório, onde o calor transmitido ao óleo nos arredores do poço (FAROUQ ALI et al., 1997; AHMED e MEEHAN, 2012).

Em seguida vem a fase de produção, quando o calor já foi distribuído no reservatório, o poço passa a produzir com vazão crescente de óleo e permanece com produção econômica por meses. Quando a produção torna-se inviável economicamente, repete-se o processo de injeção e *soaking*, até atingir níveis antieconômicos (FAROUQ ALI et al., 1997; AHMED e MEEHAN, 2012).

É comum utilizar o método de injeção contínua de vapor quando a estimulação cíclica não apresente resultados econômicos de recuperação de óleo. O processo de injeção contínua de vapor é similar ao processo de injeção de água, podendo utilizar com o mesmo arranjo de injeção, injetando vapor em um poço injetor e o óleo produzido em poços produtores, que o diferencia da injeção cíclica (TERRY, 2001). A Figura 2.10 mostra um esquema de injeção contínua de vapor.

À medida que o vapor é injetado no interior da formação, a energia térmica é utilizada para aquecer o óleo no reservatório, que reduz a viscosidade do óleo com o aumento da temperatura e flui com facilidade para os poços produtores. Energia é perdida para as camadas adjacentes, pois o vapor se desloca através do reservatório e entra em contato com a rocha, a água e óleo frio, por esta razão, o vapor condensa e forma um banco de água quente, como pode ser visualizado na Figura 2.10. O banco de água quente age empurrando o banco de óleo para os produtores (THOMAS, 2008).

Figura 2.10 – Esquema de injeção contínua de vapor.

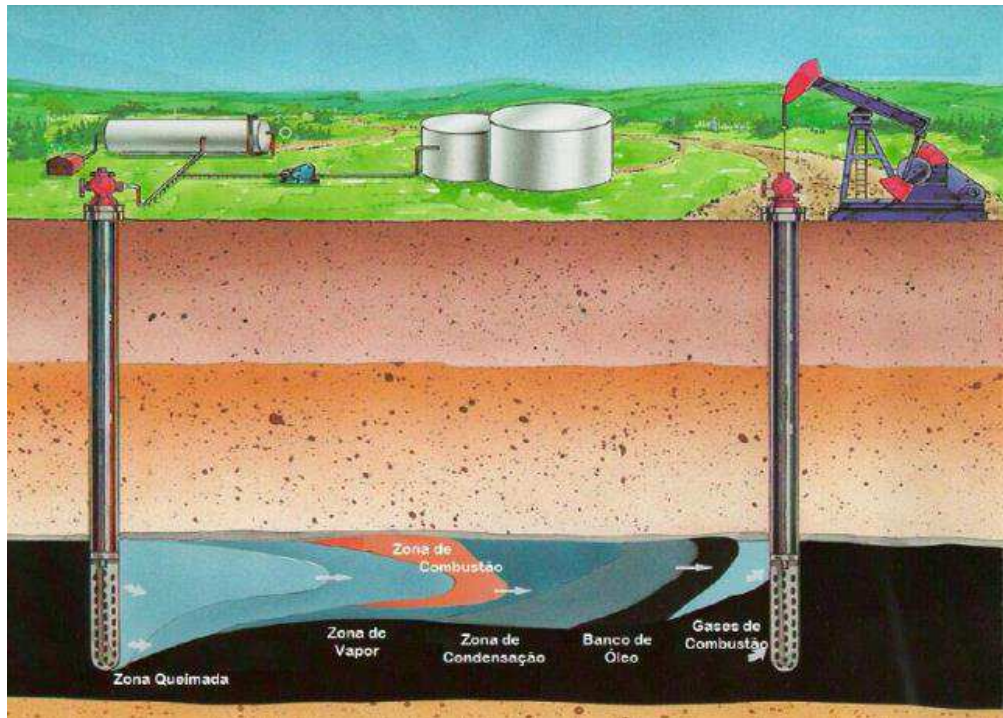


Fonte: Dias Júnior e Romero (2014).

A expansão térmica do óleo, a redução da viscosidade, mudanças nas forças superficiais e destilação do óleo são os principais mecanismos que auxiliam na produção do óleo (TERRY, 2001).

Outro método térmico conhecido é a combustão *in situ*, este é um método único que utiliza uma porção do óleo *in place* como combustível para gerar calor dentro do reservatório. Ar ou oxigênio é injetado para queimar cerca de 10% do óleo da formação para gerar uma fonte de calor, conseguindo temperaturas elevadas, aproximadamente de 450 a 600 °C (THOMAS, 2008; AHMED e MEEHAN, 2012). Na Figura 2.11, o mecanismo de combustão *in situ*.

Figura 2.11 – Processo de combustão *in situ*.



Fonte: Chicuta apud Pereira, 2014.

O processo causa uma alta redução da viscosidade do óleo perto da zona de combustão, com alta eficiência térmica, visto que há baixa perda de para camadas adjacentes e nenhuma perda de calor para a superfície ou o poço (THOMAS, 2008).

Na combustão *in situ*, há a formação de zonas que permitem aumentar a recuperação de óleo a partir da zona de combustão, com uma zona de vapor e zona de condensação, que permitem a produção do banco de óleo (AHMED e MEEHAN, 2012).

A combustão *in situ* é um método oneroso que requer alto controle de processo. Corrosão, erosão e abrasão do sistema de produção são problemas mecânicos comuns na combustão *in situ*, dado que nesse processo há uma alta produção de gás, que reduz a eficiência do método (FAROUQ ALI, 1997; THOMAS, 2008; AHMED e MEEHAN, 2012).

Por outro aspecto, a combustão *in situ* utiliza as frações mais leves, voláteis, do óleo *in place*, ou seja, o óleo de maior valor econômico, que é mais um ponto negativo do método (FAROUQ ALI, 1997; THOMAS, 2008; AHMED e MEEHAN, 2012; PEREIRA, 2014).

A Tabela 2.4 apresenta uma comparação entre os métodos térmicos, relacionando os mecanismos de recuperação e fator de recuperação de cada método.

Tabela 2.4 – Métodos de recuperação avançada.

Processo	Mecanismo de recuperação	Recuperação típica (%)
Injeção de vapor (cíclica ou contínua)	Redução da viscosidade do óleo e vaporização de extremidades	50-65
Combustão <i>in situ</i>	Mesmo do vapor mais craqueamento.	10-15

Fonte: Adaptado de Lake et al. (2014).

Os métodos miscíveis mais comuns são os métodos de injeção de gás miscível, em especial, o método de injeção de CO₂ é muito estudado.

O processo de recuperação por métodos miscíveis consiste em reduzir tensões interfaciais e superficiais significativamente, para aumentar a eficiência de deslocamento do óleo no meio poroso, com uma redução substancial da saturação de óleo residual no reservatório (AHMED E MEEHAN, 2012).

Neste tipo de processo, o fluido injetado é miscível ao óleo do reservatório, assim, desenvolve-se uma zona de mistura que permite deslocar o óleo, com um modelo tipo pistão, dentro do reservatório para a produção.

Concomitantemente, as tensões interfaciais são reduzidas drasticamente, para zero, e a eficiência de deslocamento aumenta com uma favorável razão de mobilidade ($M < 1$). Os processos miscíveis incluem injeção de gás enriquecido, vaporização por gás e injeção de gás a alta pressão (CO_2 ou N_2) (THOMAS, 2008). A Figura 2.12 traz um esquema do mecanismo de injeção de fluido miscível no reservatório, no tempo.



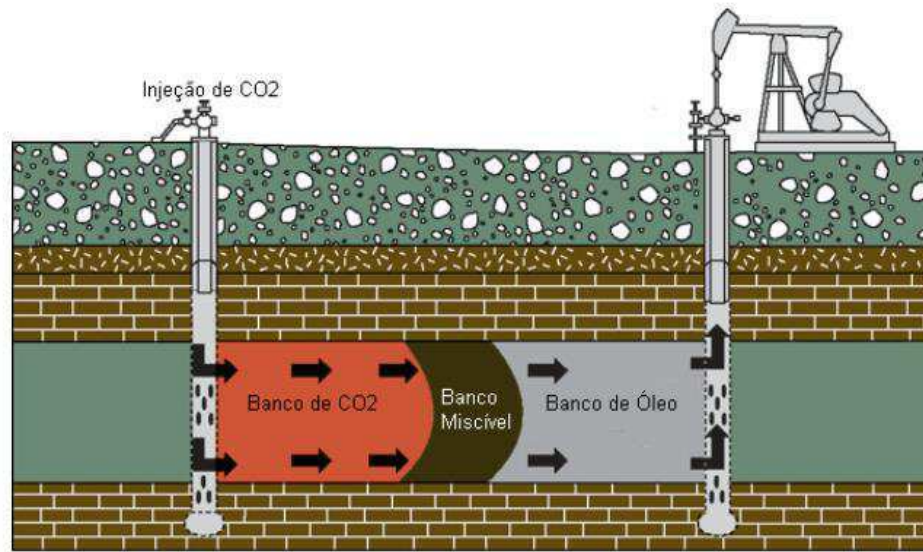
Fonte: Adaptado de Thomas, 2008.

A injeção de CO_2 é um método miscível muito estudado, e pode ser considerado miscível ou imiscível dependendo da interação do CO_2 com o óleo nas condições de pressão e temperatura do reservatório.

Este método permite aumentar a recuperação do óleo, pelo aumento da eficiência de deslocamento, devido à redução da viscosidade do óleo, aumento do volume do óleo, quando há CO_2 dissolvido, causa a vaporização do óleo, através de contatos entre o óleo e o solvente e efeitos na miscibilidade que causam redução da tensão interfacial água/óleo e, portanto, redução da saturação de óleo residual (ROSA et al., 2011).

Na Figura 2.13, pode-se observar uma representação esquemática da injeção de CO_2 no meio poroso.

Figura 2.13 – Mecanismo de recuperação por injeção de CO₂ no reservatório de óleo.



Fonte: Buchanam e Carr apud Leão (2014).

Métodos químicos de recuperação de óleo tem por objetivo aumentar a recuperação de óleo por meio do aumento da eficiência de deslocamento, eficiência de varrido, pois permite mudanças na capilaridade, redução das tensões interfaciais entre o fluido deslocante e o fluido deslocado e redução da razão de mobilidade para uma melhor eficiência de varrido areal e vertical (AHMED e MEEHAN, 2012).

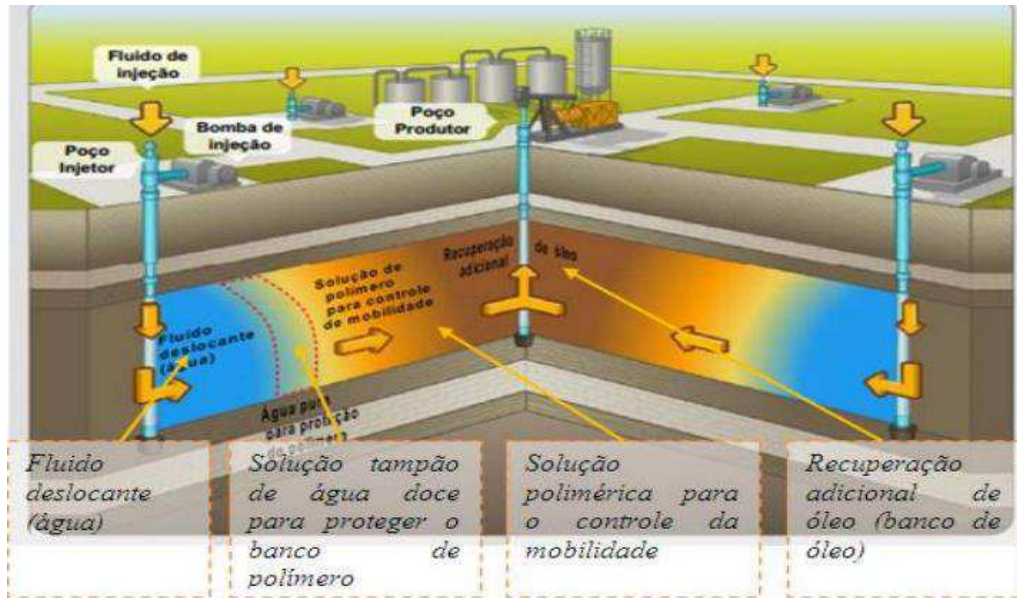
Deste modo, a recuperação química parte da adição de um ou mais compostos químicos a um fluido injetado para reduzir a tensão interfacial e aumentar a eficiência de deslocamento, com utilização de três métodos principais: injeção de polímero; injeção de solução micelar; e injeção alcalina, ou ASP – *Alkaline-Surfactante-Polymer*, álcali-surfactante-polímero (TERRY, 2001; ROSA et al., 2011).

A injeção de polímeros solúvel em água, como poliacrilamidas e polissacáridos, permitem a melhoria da razão de mobilidade e redução da permeabilidade efetiva à água. Assim, a utilização de uma solução com polímero no reservatório aumenta eficiência de deslocamento e reduz a razão de mobilidade (THOMAS, 2008).

No entanto, algumas desvantagens estão associadas a este método, as quais incluem a perda de polímero para o meio poroso, degradação do polímero, e, em alguns casos, perda da

injetividade (THOMAS, 2008; AHMED e MEEHAN, 2012). A Figura 2.14 mostra o funcionamento do método de injeção de polímero no reservatório de óleo.

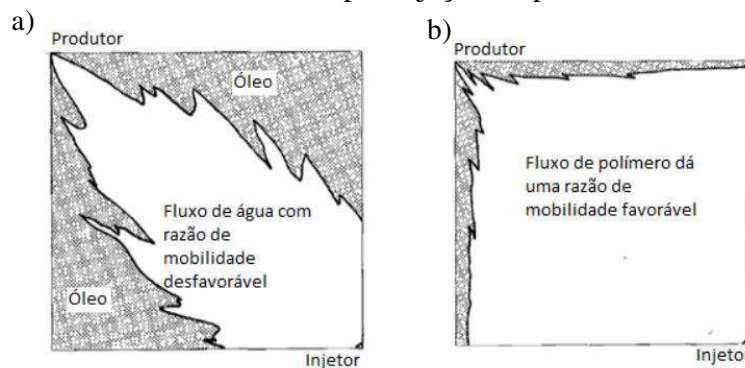
Figura 2.14 – Recuperação de óleo com injeção de polímero no reservatório.



Fonte: Lake apud Silva et al. (2014).

O polímero modifica a viscosidade aparente de um fluido *newtoniano*, água ou óleo, e, portanto, reduz a resistência do fluido ao escoamento. Assim, a injeção de polímero aumenta o deslocamento areal e vertical do óleo, com redução do *fingers* viscosos no reservatório, como pode ser observado na Figura 2.15 (AHMED e MEEHAN, 2012).

Figura 2.15 – Comparação do varrido areal (a) deslocamento por injeção de água, (b) deslocamento por injeção de polímero.



Fonte: Viana, 2016.

2.4 Injeção de Água

A injeção de água é o método de recuperação mais utilizado no mundo (ASADOLLAHI, 2012; CRAIG JR., 1971), cujas principais razões, segundo Craig Jr (1971), são a disponibilidade geral de água, a relativa facilidade com que esta é injetada no reservatório, a capacidade da água de se espalhar facilmente no meio poroso e a sua eficiência em deslocar o óleo.

Como discutido, os principais mecanismos da injeção de água para auxiliar na recuperação de óleo é a pressurização da formação produtora e a capacidade de empurrar o óleo dos poros da rocha para os poços produtores.

No entanto, as propriedades da rocha porosa e dos fluidos aí contidos são fatores cruciais na técnica de injeção de água, por influenciar a eficiência do processo. O tipo e composição do óleo, viscosidade, capilaridade, a molhabilidade, permeabilidades relativas e absoluta, porosidade do meio, são alguns aspectos a serem considerados no projeto de injeção isotérmica de água.

Lyons (2010) cita, em particular, os efeitos da molhabilidade e características de permeabilidade relativa, como parâmetros fundamentais para a compreensão do deslocamento de óleo pela água injetada. E explica que, sob condições ideais, a água deslocaria o óleo dos poros da rocha a partir de um modelo pistão ou, ao menos, de modo a representar um pistão gotejante.

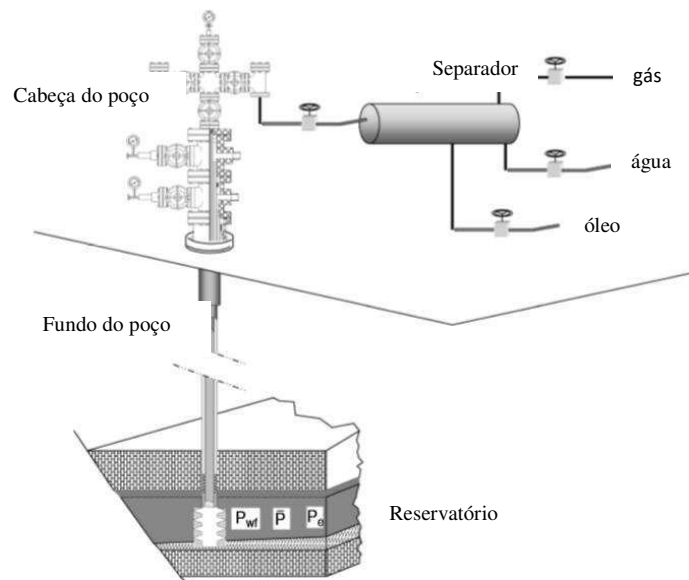
No entanto, deve-se considerar a molhabilidade e permeabilidades relativas da água e óleo para definir o fluxo de cada fluido e a forma como o óleo é deslocado pela água. No mais, altas viscosidades do óleo, comparada com a viscosidade da água, contribui para um comportamento não ideal no deslocamento de fluidos dentro da formação petrolífera (LYONS, 2010).

Do ponto de vista estrutural, os poços de injeção são poços perfurados para produzir e convertidos em poços injetores, de acordo com definições de projeto, ou perfurados para

injetar gás ou água em um reservatório, com o propósito de manter a pressão e forçar o petróleo a escoar para os poços de produção.

Poços de injeção tem, fundamentalmente, as mesmas características construtivas dos produtores, com equipamentos de cabeças de poço, cuja diferença é a direção de fluxo do fluido e, portanto, a instalação de alguns componentes direcionais, como o *choke* (DEVOLD, 2009). A Figura 2.16 mostra uma estrutura de um sistema usual de produção de petróleo *onshore*.

Figura 2.16 – Sistema básico de produção de petróleo *onshore*.

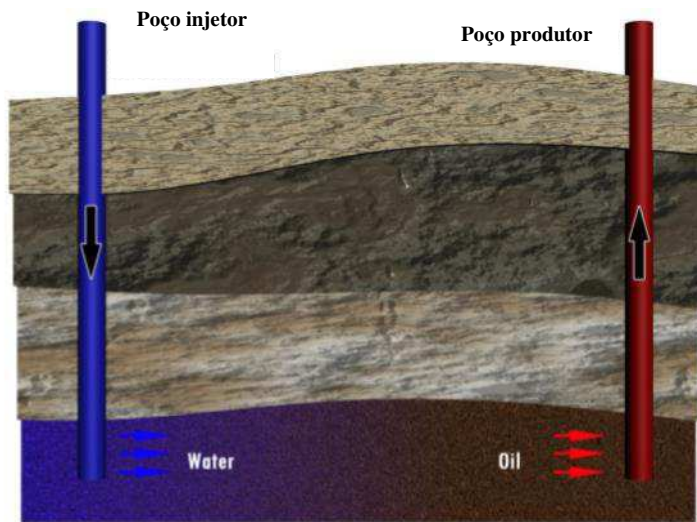


Fonte: Adaptado de Guo et al. (2007).

No uso da técnica de injeção de água devem-se considerar aspectos referentes ao esquema adequado de injeção, duração de projeto e vazão de água injetada, bem como analisar os efeitos da água no reservatório, principalmente, o comportamento da frente de avanço da água, dada pela equação de *Buckley-Leverett* para um sistema linear bifásico e imiscível, e a segregação gravitacional (AHMED, 2006).

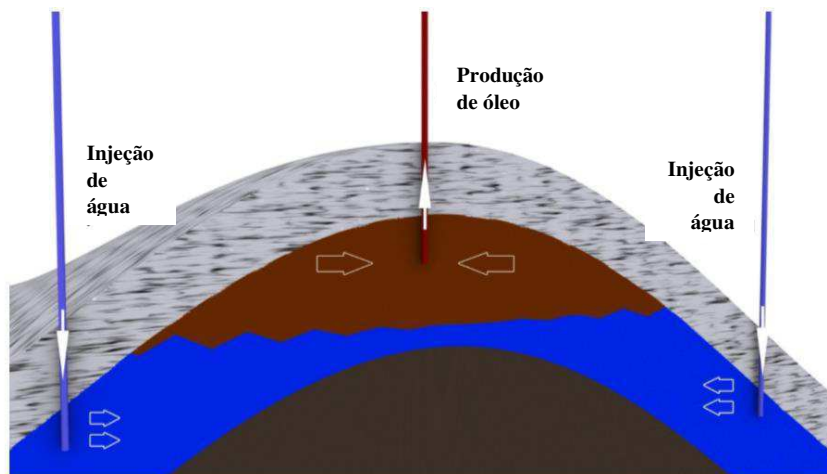
A Figura 2.17 permite visualizar a injeção de água na zona de óleo, a partir de um poço injetor, e o deslocamento do óleo, através do meio poroso, em direção ao poço produtor; e a Figura 2.18 a injeção periférica de água, na zona do aquífero.

Figura 2.17 – Injeção de água linear na zona de óleo.



Fonte: Asadollahi (2012).

Figura 2.18 – Injeção periférica de água no aquífero.

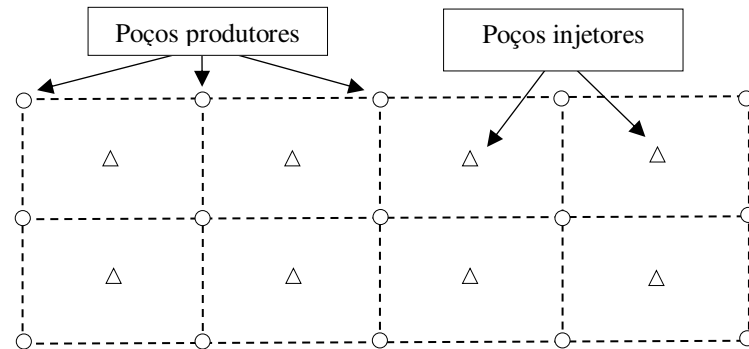


Fonte: Adaptado de Asadollahi (2012).

Os esquemas de injeção em malhas foram apresentados na Figura 2.8, quando da abordagem de métodos secundários de recuperação, com a injeção imiscível de fluidos.

O modelo *five-spot* invertido foi o modelo base de injeção de água definido no presente estudo, que se baseia em um arranjo de cinco poços, um poço injetor e quatro poços produtores posicionados como mostra a Figura 2.19.

Figura 2.19 – Visão areal da injeção em malhas *five-spot* invertido em paralelo.

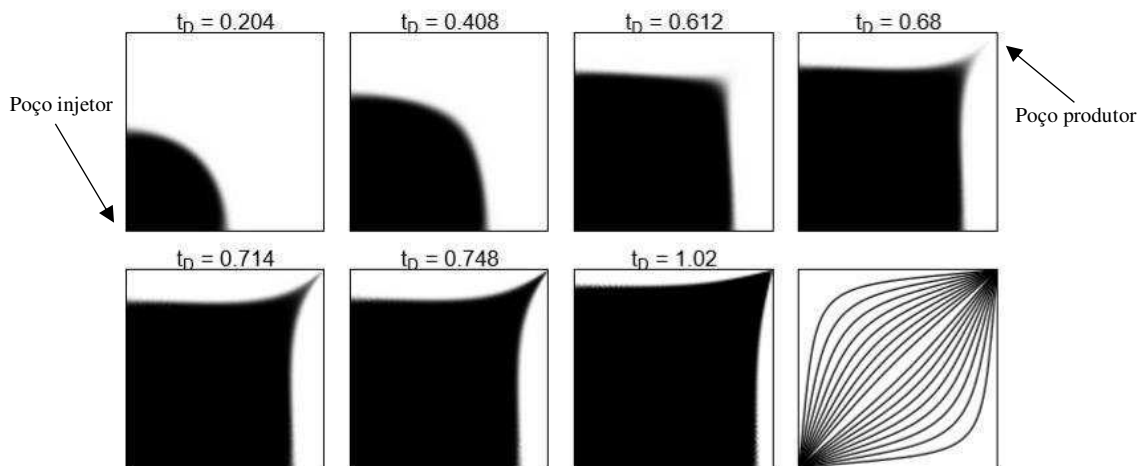


Fonte: Elaborada pelo autor (2016).

A Figura 2.19 mostra um exemplo de arranjos de poços em malha, *five-spot* invertido, onde um poço injetor, localizado no centro da malha, injeta água para deslocar o óleo na direção dos quatro poços produtores, nas extremidades da malha, influenciados pelo injetor.

Na Figura 2.20, pode-se observar o deslocamento areal (horizontal) da água injetada, no tempo, para um modelo ideal de deslocamento por injeção de água, para $\frac{1}{4}$ do modelo *five-spot* invertido.

Figura 2.20 – Deslocamento horizontal ideal de água no reservatório.



Fonte: Adaptado de Wang (1998).

As Figuras 2.19 e 2.20 apresentam um modelo regular de injeção de água em malhas. Com a frente de avanço da água, em preto na Figura 2.20, e as linhas de fluxo na direção do

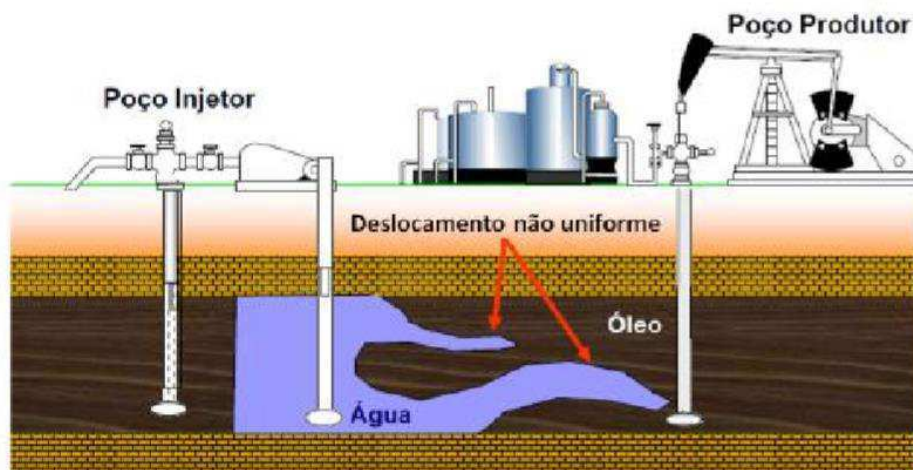
poço produtor, à medida que mais água é injetada com o tempo de projeto, onde t_D representa o tempo adimensional, o banco de óleo é deslocado (empurrado) para o poço produtor.

No entanto, em reservatórios reais, devido às características do meio poroso e dos fluidos - óleo, água e gás (se houver) -, o deslocamento vertical e horizontal se dá de forma diferenciada, pois sofre influência da molhabilidade, permeabilidade verticais e relativas, capilaridade, e, principalmente, da diferença entre as viscosidades do óleo e da água.

Deste modo, o escoamento é não uniforme porque é influenciado por os chamados *fingers* viscosos e deve-se atentar para a razão de mobilidade entre os fluidos deslocante e deslocado, para uma melhor eficiência de recuperação (CRAIG JR, 1971; WILLHITE, 1986; AHMED, 2006; DAKE, 2014).

A Figura 2.21 mostra um esquema de injeção de água considerando a ocorrência de *fingers*, ou caminhos preferenciais da água em relação ao óleo no meio poroso.

Figura 2.21 – Deslocamento não uniforme da água no reservatório de óleo.

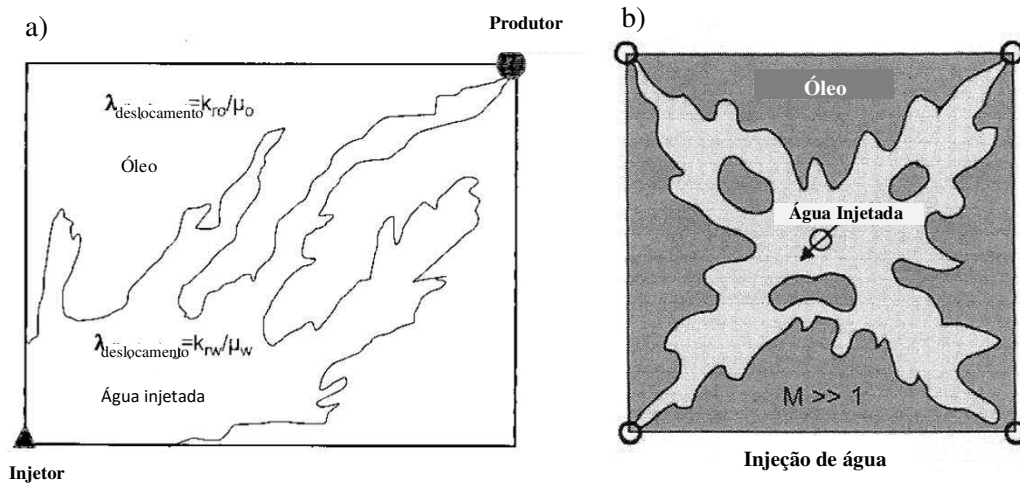


Fonte: Silva et al., (2014).

Willhite (1986), Craig Jr. (1971), Ahmed (2006), Ahmed e Meeham (2012), Rosa et al. (2011), Dake (2014), dentre outros, explicam esse comportamento da água injetada e do óleo deslocado no meio poroso, a partir das propriedades das rochas e dos fluidos discutidos no presente documento, que determinam a razão de mobilidade (M), a qual corresponde a uma relação entre a mobilidade do fluido deslocante e a mobilidade do fluido deslocado.

A Figura 2.22 mostra o deslocamento areal da água que arrasta o banco de óleo até o poço produtor, considerando os efeitos da diferença entre as mobilidades dos fluidos, da viscosidade do óleo, com a ocorrência de *fingers*.

Figura 2.22 – Deslocamento não uniforme de água, (a) ocorrências de *fingers* viscosos, (b) *fingers* viscosos que reduzem o M e aumenta a S_{or} .



Fonte: Adaptado de Ahmed e Meehan (2012).

Observa-se pelas Figuras 2.22 (a) e (b), que o fluido de menor viscosidade (água), que é o fluido deslocante, escoam com mais facilidade do que o fluido deslocado, que possui uma alta viscosidade, causando perturbações no sistema de fluxo de óleo com os *fingers* viscosos, que reduzem a eficiência de deslocamento de forma drástica (AHMED e MEEHAN, 2012; WILLHITE, 1986).

Este problema causa um *Breakthrough* precoce, quando a água de injeção atinge o poço produtor, inundando o reservatório, e aumentando consideravelmente a produção de água a níveis antieconômicos de operação do reservatório. E quanto maior a heterogeneidade do reservatório, maior a ocorrência de *fingers* e mais cedo o *Breakthrough* (CRAG JR, 1971; WANG, 1998; ASADOLLAHI, 2012; WILLHITE, 1986; DAKE, 1998; AHMED, 2006).

Assim, altas razões de mobilidade acarreta em baixa eficiência de processo e recuperação de óleo, principalmente, em reservatórios de óleos pesados (CRAG JR, 1971; WANG, 1998; ASADOLLAHI, 2012; WILLHITE, 1986; DAKE, 1998; AHMED, 2006).

A eficiência do processo de injeção de água é dada por Ahmed (2006) e é dividida em três tipos: eficiência de deslocamento (E_D); eficiência de varrido areal, ou varrido horizontal (E_A); e eficiência de varrido vertical (E_{vv}). A eficiência de deslocamento, dada pela Equação (2.8), representa a fração do óleo móvel que foi deslocado a partir da zona varrida em qualquer tempo ou volume poroso injetado. Visto que a injeção de água sempre deixa óleo residual no reservatório, a E_D apresenta sempre valor inferior a 1,0.

$$E_D = \frac{S_{oi} - \bar{S}_o}{S_{oi}}, \quad (2.8)$$

onde \bar{S}_o é a saturação de óleo média, no meio poroso deslocado, em ponto particular durante o escoamento e S_{oi} é a saturação de óleo inicial. Assim, a eficiência de deslocamento é uma relação entre o volume de óleo que foi deslocado (volume de óleo inicial menos o volume remanescente no reservatório) pelo volume total de óleo no início do processo (AHMED, 2006).

Por outro lado, a eficiência de varrido areal é a relação entre a área invadida pela água e a área total do reservatório, como exposto na Equação (2.9) (ROSA et al., 2011).

$$E_A = \frac{A_{inv}}{A_t}, \quad (2.9)$$

A_{inv} é a área invadida pela água e A_t a área total do reservatório. A eficiência de varrido areal (horizontal) descreve a área horizontal varrida em relação à área total, ou seja, o que foi efetivamente varrido, horizontalmente, pelo fluido injetado. Essa eficiência é influenciada pelas mobilidades dos fluidos, o padrão de deslocamento no meio poroso, a heterogeneidade horizontal da rocha e pelo volume total de fluido injetado (AHMED, 2006).

Antes do *Breakthrough*, a quantidade de líquido deslocante injetado é igual ao fluido deslocado produzido, desprezando a compressibilidade e assumindo que o deslocamento do é tipo pistão, o volume injetado é relativo à área varrida e descrito na Equação (2.10) (GULIYEV, 2008).

$$W_i = A_{inv} h \phi (1 - S_{wc} - S_{or}), \quad (2.10)$$

no qual o termo W_i é o volume de fluido injetado deslocado e h é a espessura da formação, S_{wc} é a saturação de água conata e S_{or} é a saturação de óleo residual. Assim a eficiência de varrido areal, ou horizontal, antes do *Breakthrough* apresenta a forma da Equação (2.11) (GULIYEV, 2008).

$$E_A = \frac{W_i}{A_i h \phi (1 - S_{wc} - S_{or})}. \quad (2.11)$$

Após o *Breakthrough* a Equação (2.11), modifica para a Equação (2.12) (GULIYEV, 2008).

$$E_A = \frac{(W_i - W_p)}{A_i h \phi (1 - S_{wc} - S_{or})}, \quad (2.12)$$

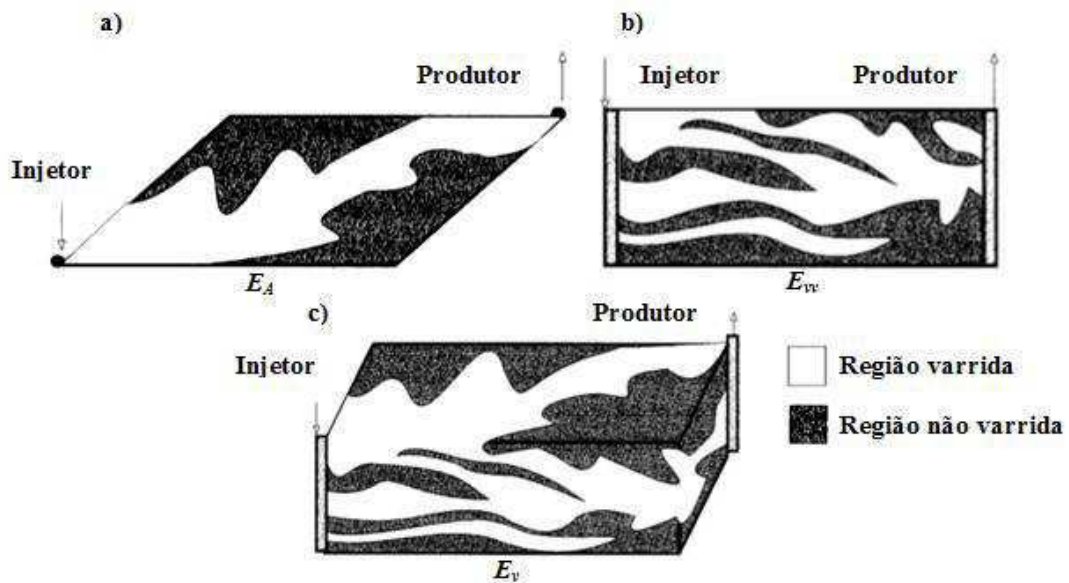
onde o termo W_p representa o volume de deslocamento do fluido injetado produzido. A eficiência de varrido vertical é a “relação entre a área vertical invadida pela água e a área vertical total da seção transversal” (ROSA et al., 2011, p. 594), sendo função da heterogeneidade vertical, a segregação gravitacional, a mobilidade dos fluidos e o volume total de fluido injetado.

A partir da eficiência de varrido vertical e eficiência de varrido horizontal, calcula-se a eficiência volumétrica (E_v), definido como o produto destas. A E_{vv} é expressa na Equação (2.13) (ROSA et al., 2011; AHMED, 2006).

$$E_v = \frac{\text{Volume}_{invadido}}{\text{Volume}_{total}} = E_{vv} \cdot E_A \quad (2.13)$$

A Figura 2.23 ilustra os conceitos e equações das eficiências discutidas. Figura 2.23 (a) mostra a eficiência de varrido horizontal no reservatório, (b) a eficiência de varrido vertical e a (c) eficiência de deslocamento volumétrica.

Figura 2.23 – Eficiências de varrido e deslocamento volumétrico.



Fonte: Adaptado de Baker (1998).

2.5 Estado da arte

Simulação numérica de reservatórios é uma ferramenta amplamente utilizada para prever o comportamento do fluxo de fluidos na formação produtora, estimar a produção de petróleo e definir a vida útil produtiva dos poços, de forma a auxiliar em projetos de recuperação, seja com métodos convencionais ou especiais.

A modelagem matemática de problemas de escoamento no meio poroso, com ou sem transferência de calor ou reações químicas, é de grande complexidade, visto que, ao longo do tempo e nas direções espaciais, xyz , as variáveis do processo, em termos de vazões, pressões, saturações de fluidos, bem como propriedades e características do meio e dos fluidos nele contidos, são descritas por complexas equações diferenciais parciais.

Alguns estudos publicados evidenciam o uso de Volumes Finitos na simulação de reservatórios de petróleo, evoluindo para simulações com geometria complexa, com uso de coordenadas generalizadas.

Robertson e Woo (1978) pesquisaram os efeitos na orientação de malhas, com uso de coordenadas curvilíneas ortogonal, na simulação de reservatórios com injeção de vapor. Com um arranjo *five-spot* e *nine-spot*, os pesquisadores compararam os resultados com resultados de malhas em coordenadas cartesianas, e concluíram que a orientação da malha, coordenadas utilizadas tem grande influencia na recuperação de óleo, mostrando efeitos na frente de avanço do fluido injetado (tanto vapor quanto água), principalmente para arranjo de malhas *five-spot*.

Em 1980, Wadsley (1980) realizou simulações de reservatórios com geometria não-ortogonal, com malhas construídas em duas e três dimensões, para óleo pesado e injeção de vapor. Nas conclusões, o pesquisador elucidou que o uso de coordenadas não ortogonais é vantajoso para reservatórios de geometria irregular, ou com falhas, principalmente com permeabilidades direcionais ou tendências geológicas variáveis, e afirma que a utilização de coordenadas curvilíneas produzem resultados tão bons, e até melhores, do que malhas em coordenadas cartesianas.

Estudos de Leventhal et al. (1985) com injeção de água e injeção de gás, utilizando malhas em coordenadas curvilíneas, com uso de elementos finitos para resolução das equações diferenciais parciais, mostraram a importância da orientação de malha e concluíram que os resultados com a malha em coordenadas curvilíneas apresentaram melhor precisão em relação a geometria do reservatório e propriedades do meio poroso.

Por conseguinte, Rozon (1989) publicou um estudo em simulação de reservatórios, utilizando o método dos Volumes Finitos para a discretização da equação de fluxo monofásico, cuja justificando a abordagem da formulação em volumes finitos por esta oferecer vantagens em relação aos demais métodos, quando permite uma interpretação física direta das equações discretas resultantes, por meio dos princípios de conservação ao longo de volumes finitos ou subdomínios. Com o estudo de simulação com malha *five-spot*, em coordenadas cartesianas e cilíndricas, o pesquisador concluiu que o MVF é um meio para modelagem em geometria complexa, onde, para um modelo monofásico, o método mostrou flexibilidade e em acordo com a solução analítica, podendo ser estendido para aplicações práticas com fluxo multifásico.

Czesnat et al. (1999) estudaram os efeitos da orientação de malha na simulação de reservatórios em coordenadas não-ortogonais, mais precisamente, coordenada curvilínea generalizada, em volumes finitos com uma formulação totalmente implícita, para problema de escoamento bifásico e trifásico.

Coutinho et al. (2008) publicou estudos realizados a partir de simulações de reservatórios com injeção de água, utilizando um modelo *black oil*, com resolução das equações por Volumes Finitos e geometria irregular, com coordenadas generalizadas. Discussões realizadas ressaltam que, na injeção de água, os resultados de simulações de reservatórios são influenciados pelo tratamento numérico da modelagem matemática e a orientação da malha, de forma a aproximar o modelo matemático com o comportamento de reservatórios reais e recuperação de óleo.

Cunha (2010) estudou o processo de injeção isotérmica e não insotermica de água em reservatórios de óleo pesado, por simulações numéricas tridimensionais e transientes, com o pacote comercial Ansys CFX 11[®], avaliando efeitos da porosidade e da permeabilidade do meio poroso na recuperação de óleo em um reservatório em malha não estruturada. Os estudos mostraram que o aumento de temperatura da água injetada melhorou a recuperação e a posição de injeção no reservatório mostrou influência na recuperação do óleo.

Costa et al. (2010) estudaram a aplicação de injeção de água quente em reservatórios de óleos pesados, utilizando modelo *black oil* com malha não estruturada e resolução do problema de escoamento através de volumes finitos, com uso do *software* Ansys CFX 11[®]. Os pesquisadores analisaram influencia da injeção de água e da temperatura no reservatório a partir de mapas da distribuição da fração volumétrica da água, em diferentes temperaturas de injeção, volume de óleo recuperado e fator de recuperação de óleo no tempo, considerando posições distintas de injeção no reservatório, no interior da parcela do reservatório estudado e na superfície do mesmo.

Batista et al. (2012) estudaram a influência da porosidade do meio poroso na recuperação de óleo, com injeção de água, a partir da modelagem de um fluxo bifásico (óleo/água), em um reservatório com geometria irregular, pelo métodos dos volumes finitos e em malhas com coordenadas generalizadas, concluindo que o modelo utilizado nas

simulações, bem como o tratamento numérico permitiu descrever, investigar e analisar o comportamento do escoamento de fluidos com água injetada para obter a distribuição de saturações e pressão de fluido, com resultados de produção de água e fator de recuperação.

Nogueira et al. (2012) utilizaram um simulador numérico com formulação *black oil* em frações mássicas para injeção de água e injeção de gás em reservatório de óleo, e compararam os resultados com simulador comercial IMEX com malha cartesiana. Para tanto, a simulação numérica de escoamentos multifásicos no reservatório foi estudada a partir do método dos volumes finitos baseado em Elementos Finitos (EbFVM), com malhas não-estruturadas bidimensionais. Os resultados das simulações mostraram concordância entre o simulador com malha não estruturada com elementos triangulares e quadrangulares e os resultados obtidos com o IMEX em malhas cartesianas.

Silva et al. (2015) estudaram os efeitos do aumento na vazão de injeção de água, em um reservatório de óleo pesado, homogêneo, com o modelo *black oil*, com uso de malha não estruturada. O simulador utilizado foi o Ansys CFX 12[®], que utiliza volumes finitos na resolução das equações de fluxo. Os pesquisadores analisaram o fator de recuperação, produção de água e avanço frontal da água de injeção no reservatório de óleo, com predição da produção de fluidos, onde identificaram um aumento significativo na produção de óleo com o aumento da vazão de água injetada.

Além destes, inúmeros trabalhos são encontrados na literatura envolvendo a aplicação de CFD (*Computational Fluid Dynamics*) na área de simulação de reservatórios, com aplicações de métodos de recuperação suplementar para análise do comportamento de reservatórios e predição da produção de fluidos.

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA TEÓRICA

3.1 Modelagem matemática

O transporte de fluidos em meios porosos, em geral, é um problema complexo, onde a fase fluida escoar no meio (rocha), entre os espaços vazios, com ocorrência de reações químicas na interface da rocha/fluido (basicamente adsorção de soluto sobre a matriz de rocha) e transferência de massa, entre os multicomponentes, com transporte convectivo e difusivo, dependendo das condições e propriedades do meio (QUINTARD e WHITAKER, 2005; ALLEN III et al., 1988).

Por conseguinte, cada problema de fluxo de fluido em um meio poroso específico, com condições especificadas, tipo de fluxo e propriedades do meio e dos fluidos, adquire características próprias. No mais, os processos de transporte em meios porosos necessariamente exigem equações espacialmente suavizadas, o que aumenta a complexidade da análise (QUINTARD e WHITAKER, 2005).

Em vista disso, o problema de transporte de fluidos em um reservatório de óleo, estritamente, em reservatórios de óleos pesados, assume características e condições específicas, com utilização de um modelo de fluido e equações que descrevem o escoamento

na formação produtora, de forma a simplificar e facilitar o estudo do comportamento do reservatório, descrevendo fisicamente este fenômeno, a fim de obter resultados de simulações compatíveis com a realidade do escoamento em campos produtores de óleo.

A formulação matemática para o escoamento em reservatórios de óleos pesados é definida pela combinação das equações de conservação de massa para cada componente envolvido, conservação de energia, lei de Darcy que substitui a lei da quantidade de movimento, equações de estado e condições de restrição do sistema. Em processos isotérmicos, despreza-se os termos referentes à transferência de energia, mais equações de energia, utilizando assim, o modelo *black oil* padrão.

Na simulação de um reservatório com escoamento óleo/água, é necessário modelar o deslocamento dos fluidos imiscíveis no meio poroso, que acontece simultaneamente entre os dois fluidos imiscíveis presentes na formação, os quais não transferem massa de um para o outro. O meio poroso apresenta a configuração de saturação de fluidos que pode ser descrita pela na Equação (3.1) (PEACEMAN, 1977; AZIZ e SETTARI, 1979) e pressão capilar na interface entre óleo e água mostrada na Equação (3.2):

$$S_o + S_w = 1 \quad (3.1)$$

$$p_{c,ow} = p_o - p_w = f(S_w), \quad (3.2)$$

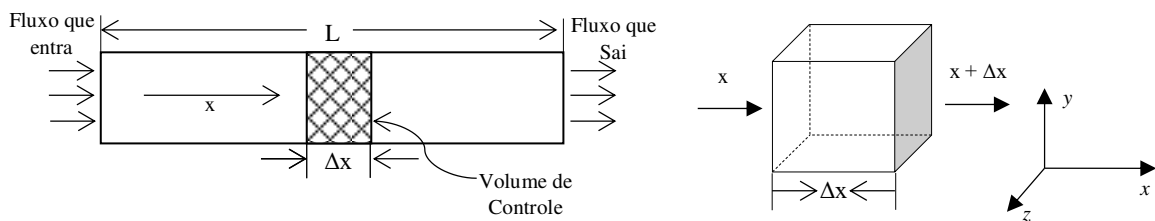
assim, o termo p_o é a pressão do fluido não molhante (óleo), e p_w é a pressão do fluido molhante (água). A pressão capilar ($p_{c,ow}$) é função unicamente da saturação de água (PEACEMAN, 1977).

Para uma melhor compreensão do que acontece no reservatório de óleo, com fluxos de óleo e água, a partir da injeção de água, devem-se conceituar as leis que regem esse escoamento, a conservação de massa, lei de Darcy e o modelo de fluido definido para realizar as simulações numéricas, bem como o tratamento numérico realizado pelo simulador para obter resultados capazes de descrever o transporte de fluidos no meio poroso e assim, identificar o seu comportamento em termos de recuperação de óleo.

3.1.1 Conservação de massa

A lei da conservação de massa, considerando um fluxo monofásico, de mistura homogênea, em um volume de controle que representa o meio poroso, ilustrada na Figura 3.1, considera a conservação da massa de fluidos que entra no sistema com a massa que sai do mesmo, mais um termo de fonte ou sumidouro.

Figura 3.1 – Conservação de massa no volume de controle Δx .



Fonte: (a) fluxo linear em uma rocha cilíndrica adaptado de Aziz e Settari (1979), (b) fluxo de fluxos na direção x , adaptado de Fanchi (2001).

Assim, pela conservação de massa, o sistema descrito pela Figura 3.1, para um fluxo de fluidos no reservatório de óleo, pode ser expresso pela Equação (3.3) (Peaceman, 1977).

$$[massa_{entra}] - [massa_{sai}] + [massa_{injetada} / produzida] = [massa_{acumulada}] \quad (3.3)$$

Ou seja, é necessário considerar os fluxos que são injetados e produzidos, os quais passam pelo sistema, no volume de controle. Dessa forma, com o meio poroso definido em termos de porosidade, permeabilidade, pressão capilar, molhabilidade, enfim, as propriedades discutidas na seção anterior, na abordagem de fluido como um contínuo, o fluxo mássico de um fluido é descrito pelo termo (AZIZ e SETTARI, 1979; PEACEMAN, 1977):

$$\dot{m}_x |_x A \Delta t$$

Esse fluxo é referente ao fluxo que entra no volume de controle, na direção x e em um intervalo de tempo Δt . O fluxo mássico no volume de controle, em $x + \Delta x$, em um intervalo de tempo Δt , é dado pelo termo abaixo, como representado na Figura 3.1:

$$\dot{m}_x|_{x+\Delta x} A \Delta t$$

A diferença entre os fluxos de entrada e a saída deve ser igual à soma da acumulação de massa dentro do volume de controle, no tempo. O acúmulo é dado pelo termo:

$$\left[\frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi \Delta V) \right] \Delta t$$

O termo referente à fonte/sumidouro é a massa por unidade de volume por tempo (\tilde{q}), em um intervalo de tempo (Δt) no volume de controle, descrito pelo termo abaixo. A expressão geral para a definição dada no enunciado da Equação (3.3) é apresentada na Equação (3.4) (Aziz e Settari, 1979; Peaceman, 1977).

$$\tilde{q} \Delta V \Delta t$$

Logo, pode-se escrever:

$$(\dot{m}_x|_x - \dot{m}_x|_{x+\Delta x}) A \Delta t = \left[\frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi \Delta V) \right] \Delta t + \tilde{q} \Delta V \Delta t \quad (3.4)$$

Assim, dividindo por $\Delta V \Delta t$, substituindo $\Delta V = A \Delta x$ e rearranjando os termos, a expressão da Equação (3.4) culmina na Equação (3.5).

$$\frac{\dot{m}_x|_x - \dot{m}_x|_{x+\Delta x}}{\Delta x} = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) + \tilde{q} \quad (3.5)$$

Na Equação (3.5) com o limite de $\Delta x \rightarrow 0$, a equação da conservação de massa para o sistema em discussão, apresenta a forma da Equação (3.6), em derivadas parciais, no tempo e no espaço.

$$-\frac{\partial \dot{m}_x}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) + \tilde{q} \quad (3.6)$$

Dessa forma, segundo Aziz e Settari (1979), a equação correspondente para fluxo tridimensional em um meio poroso, de forma arbitrária, pode ser derivada de uma forma semelhante, considerando um volume de controle $\Delta x \Delta y \Delta z$, dado na Equação (3.7).

$$-\left[\frac{\partial}{\partial x}(\rho u_x) + \frac{\partial}{\partial y}(\rho u_y) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho u_z) \right] = \frac{\partial}{\partial t}(\rho \phi) + \tilde{q} \quad (3.7)$$

O fluxo mássico em termo da velocidade superficial do fluido, de acordo com os preceitos da lei de Darcy, segue a Equação (3.8).

$$\dot{m}_x = \rho u_x \quad (3.8)$$

No sistema de coordenadas cartesianas, a Equação (3.7), pode ser reescrita como mostrado na Equação (3.9), e para um escoamento multifásico, a Equação (3.9) é generalizada como expresso na Equação (3.10).

$$-\nabla(\rho u) = \frac{\partial}{\partial t}(\rho \phi) + \tilde{q} \quad (3.9)$$

$$-\nabla \cdot \dot{m}_l = \frac{\partial(m_l)}{\partial t} + \tilde{q}_l \quad (3.10)$$

A Equação (3.10) descreve o fluxo multifásico no meio poroso, onde o índice l representa o componente do fluido, que pode ser água, óleo ou gás (se houver).

Aziz e Settari (1979) cita dois modelos matemáticos utilizados na Engenharia de reservatório de petróleo, um é o modelo composicional, que pode ser usado para uma ou mais fases, e o outro o modelo *black oil*, que considera, no escoamento, multifásico, os componentes óleo, água e gás, como fases.

Em outra perspectiva, na utilização da conservação de massa no reservatório de óleo, é necessário adicionar as concepções da lei de Darcy, para escoamento em um meio poroso e

permeável. O modelo matemática que define o transporte de fluido no reservatório, parte da combinação dessas leis, mais as equações de estado e das propriedades dos fluidos, que relacionam densidade de fluidos e volumes com o fator volume-formação.

3.1.2 Lei de Darcy

Na modelagem matemática do reservatório, a lei de Darcy para cada fase é descrita por Peaceman (1977) e Aziz e Settari (1979), como segue a Equação (3.11):

$$u = -\frac{k}{\mu}(\nabla p - \rho g \nabla D), \quad (3.11)$$

onde o parâmetro g é aceleração da gravidade e D a profundidade. Para coordenadas verticais e substituindo a densidade do fluido pelo peso específico, do mesmo, tem-se a Equação (3.12), dada por Aziz e Settari (1979).

$$u = -\frac{k}{\mu}(\nabla p - \gamma \nabla z). \quad (3.12)$$

O tensor de permeabilidade absoluta utilizado na Equação (3.11) e (3.12) é assumido, em problemas práticos, como o tensor diagonal para o meio homogêneo e isotrópico é dado por:

$$\mathbf{k} = \begin{bmatrix} k_x & 0 & 0 \\ 0 & k_y & 0 \\ 0 & 0 & k_k \end{bmatrix}$$

No processo de recuperação de água os efeitos convectivos são dominantes, e os termos de difusão hidrodinâmica são desprezados. A velocidade superficial do fluido no meio poroso pode ser expressa em termos da mobilidade dos fluidos, de acordo com Coutinho (2002), expressa na Equação (3.13).

$$\vec{u}_f = -\lambda_f [\nabla \Phi_f] \quad (3.13)$$

Os termos representam o vetor velocidade de cada fase (f), a mobilidade das fases, dada na Equação (3.14) e o potencial de fluxo de cada fase (Φ_f), dado na Equação (3.15).

$$\lambda_f = \frac{k k_{rf}}{\mu_f} \quad (3.14)$$

$$\Phi_f = p_f + \rho_f g z \quad (3.15)$$

Para a formulação em saturações de fluidos, da conservação de massa tem-se a Equação (3.16) (PEACEMAN, 1977; AZIZ e SETTARI, 1979):

$$-\nabla(\bar{\rho}_f u_f) = \frac{\partial}{\partial t}(\phi \bar{\rho}_f S_f) + \tilde{q}_f, \quad (3.16)$$

$\bar{\rho}_f$ é a massa específica do componente da fase, água ou óleo; S_f é a saturação do componente; ϕ corresponde a porosidade da formação; e \tilde{q}_f é o termo de acumulação do componente no meio.

Segundo Peaceman (1977), para se obter o termo de acumulação, considera-se que a quantidade de massa para cada fase em um volume diferencial é o produto do volume do elemento diferencial pela porosidade, densidade da fase, e a saturação da fase, em 3D, de acordo com o termo:

$$\frac{\partial(\phi \bar{\rho}_f S_f)}{\partial t} \Delta x \Delta y \Delta z$$

Assim, combinando a lei de Darcy com a equação da continuidade, as equações diferenciais para as duas fases são definidas pelas Equações (3.17) e (3.18).

$$\nabla \cdot \left[\alpha \frac{\bar{\rho}_o k k_{ro}}{\mu_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z) \right] + \alpha \tilde{q}_o = \alpha \frac{\partial}{\partial t} (\phi \bar{\rho}_o S_o) \quad (3.17)$$

$$\nabla \cdot \left[\alpha \frac{\bar{\rho}_w k_r k_{rw}}{\mu_w} (\nabla p_w - \rho_w g \nabla z) \right] + \alpha \tilde{q}_w = \alpha \frac{\partial}{\partial t} (\phi \bar{\rho}_w S_w). \quad (3.18)$$

As Equações (3.17) e (3.18) representam o fluxo tridimensional dos componentes óleo e água no meio poroso, respectivamente, com α correspondendo a um fator geométrico, definido por Peaceman (1977) como descrito na Equação (3.19).

$$\alpha(x, y, z) = 1 \quad (3.19)$$

3.1.3 Modelo *Black oil* generalizado

O modelo *black oil* é uma simplificação do modelo composicional, o qual considera os componentes de cada fase no modelo matemático. O modelo β , ou *black oil*, assume a existência de três componentes, ou pseudocomponentes, os quais: óleo, água e gás, distribuídos em três fases, óleo, água e gás para um escoamento trifásico (DUTRA JR., 1987).

No modelo *black oil*, assume-se que não haja transferência de massa entre as fases, e que a fase óleo contenha os componentes (ou pseudocomponentes) óleo e gás, com gás dissolvido em óleo, e que a fase gás contem apenas o componente gás.

A fase água contém os pseudocomponentes água e gás dissolvido em água. Sendo óleo e água imiscíveis e com a fase água como a fase molhante, a fase óleo com molhabilidade intermediária e a fase gás não molhante (CHEN et al., 2006).

Para o modelo *black oil* bifásico, óleo/água, é conveniente trabalhar com equações de conservação em condições padrão, ou condições *standard*, mesmo para formulações mássicas para as duas fases. As frações mássicas dos componentes óleo e gás na fase óleo podem ser determinadas pela razão de solubilidade (R_s), mostrada na Equação (3.20).

$$R_{go}(p, T) = \frac{V_{go}}{V_{oo}} \quad (3.20)$$

O fator volume-formação das fases é dado em termos da compressibilidade e em função da pressão, a partir da Equação (3.21) (Coutinho, 2002).

$$B_f(P) = \frac{B_f(p_{ref})}{1 + c_f(p - p_{ref})} \quad (3.21)$$

Onde o subscrito f é referente à fase, óleo, água ou gás, e (p) é a pressão, com (p_{ref}) como pressão de referência. A razão de solubilidade, de forma geral, pode ser escrita pela Equação (3.21) (BATISTA, 2011; COUTINHO, 2002).

$$R_{s,c} = X_c \rho_f \frac{B_f}{\rho_{c,sc}}, \quad (3.21)$$

onde $R_{s,c}$ é a razão de solubilidade do componente na fase, X_c é fração mássica do componente na fase, calculada pela razão entre a massa do componente e a massa total da fase. ρ_f é a massa específica da fase, $\rho_{c,sc}$ a massa específica do componente nas condições padrão ($sc - standard conditions$) e B_f é o fator volume-formação da fase.

Dessa forma, para um escoamento com formulação em saturações, as equações de fluxo para cada componente, que é uma combinação da conservação de massa com a lei de Darcy, são dadas nas Equações (3.22) e (3.23) para óleo e água, respectivamente, condições padrão (CHEN et al., 2006).

$$\nabla \left(\frac{\lambda_o}{B_o} \nabla \Phi_o \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) + q_{o,sc} \quad (3.22)$$

$$\nabla \left(\frac{\lambda_w}{B_w} \nabla \Phi_w \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) + q_{w,sc} \quad (3.23)$$

Para o modelo *black oil* generalizado, bifásico, as Equações (3.22) e (3.23) são as equações que descreve o problema de escoamento em meio poroso, com os fatores volume-

formação, as razões de solubilidades e as viscosidades dos componentes em função da pressão.

As permeabilidades relativas dos componentes estão em função das saturações, e as pressões das fases, óleo e água, e as saturações das fases são as incógnitas do problema de escoamento no reservatório. As equações auxiliares para resolver o problema são mostradas nas Equações (3.24) e (3.25) (CHEN et al., 2006; AZIZ e SETTARI, 1979; PEACEMAN, 1977).

$$S_o + S_w = 1 \quad (3.24)$$

$$P_{c,ow} = P_o - P_w \quad (3.25)$$

O sistema de equações diferenciais parciais apresenta, dessa forma, quatro equações e quatro incógnitas, com quatro equações auxiliares.

3.1.4 Modelo *Black oil* padrão

O modelo *black oil* usado no presente estudo considera as equações de estado, equação da continuidade e a lei de Darcy, com escoamento bifásico e imiscível, contendo as fases água e óleo, e os componentes água e óleo.

Logo, as equações governantes, em frações mássicas, das fases óleo e água são dadas nas Equações (3.26) e (3.27) (BATISTA, 2011).

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi \rho_m Z_o] = \nabla \cdot [\tilde{\lambda}_o (\nabla \Phi_o)] - \tilde{m}_o \quad (3.26)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi \rho_m Z_w] = \nabla \cdot [\tilde{\lambda}_w (\nabla \Phi_w)] - \tilde{m}_w, \quad (3.27)$$

onde Z_o representa a fração mássica da fase, ρ_m é a densidade média da mistura, dada na Equação (3.28), Φ é o potencial de fluxo para cada fase, relativa à pressão dentro do

reservatório, $\tilde{\lambda}_o$ representa a mobilidade da fase e \tilde{m}_o é o fluxo de massa por unidade de volume no reservatório, definida na Equação (3.29) (COUTINHO, 2002).

$$\rho_m = \sum_{nf} \rho_o S_o \quad (3.28)$$

$$\tilde{m}_f = \rho_f q_f, \quad (3.29)$$

sendo ρ_f a massa específica da fase, q_f a vazão volumétrica da fase, por unidade de volume e S_f é a saturação da fase.

Assim, o escoamento em meio poroso apresenta as incógnitas, Z_o , Z_w , p_o e p_w . Com duas fases, as equações de restrição mássica e pressão capilar são dadas nas Equações (3.30) e (3.31), respectivamente (BATISTA, 2011).

$$Z_w + Z_o = 1 \quad (3.30)$$

$$p_w = p_o + p_{c,ow}, \quad (3.31)$$

onde p_w , p_o , $p_{c,ow}$ são, respectivamente, as pressões nas fases água, óleo e pressões capilares óleo/água. Os efeitos das gravidades e capilaridade são desprezados.

Portanto, o modelo *black oil* padrão é uma simplificação do modelo *black oil* generalizado, onde não há gás dissolvido na fase água. As solubilidades e as frações mássicas são descritas por Coutinho (2002):

$$\begin{aligned} R_{ww} &= 1; & R_{ow} &= 0; & R_{gw} &= 0 \\ R_{oo} &= 1; & R_{wo} &= 0; & R_{go} &= R_s(p) \\ R_{gg} &= 0; & R_{wg} &= 0; & R_{og} &= 0 \end{aligned}$$

e,

$$\begin{aligned}
X_{ww} &= 1; & X_{ow} &= 0; & X_{gw} &= 0 \\
X_{oo} &= 1 - X_{go}; & X_{wo} &= 0; & X_{go} &= 0 \\
X_{gg} &= 0; & X_{wg} &= 0; & X_{og} &= \frac{\rho_{g,sc} R_{go}}{\rho_o B_o}
\end{aligned}
.$$

Enfim, na formulação do modelo *black oil* padrão utilizada no simulador da presente pesquisa, as equações do problema em frações mássicas, são dadas nas Equações (3.32) e (3.33) (COUTINHO, 2002).

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi \rho_m Z_w] = \nabla \cdot [\lambda_w \nabla \Phi_w] - \tilde{m}_w \quad (3.32)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi \rho_m Z_o] = \nabla \cdot [X_{oo} \lambda_o \nabla \Phi_o] - X_{oo} \tilde{m} \quad (3.33)$$

Com a soma das equações chega-se a Equação (3.34) (COUTINHO, 2002).

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi \rho_m] = \nabla \cdot [\lambda_w \nabla \Phi_w + \lambda_o \nabla \Phi_o] - \tilde{m}_w - \tilde{m}_o \quad (3.34)$$

Para a formulação em frações mássicas as equações de fechamento são descritas nas Equações (3.35), (3.36), (3.37) e (3.38) (COUTINHO, 2002; BATISTA, 2011).

$$Z_w + Z_o = 1 \quad (3.35)$$

$$p_w = p_o + p_{c,ow} \quad (3.36)$$

$$\Phi_o = p_o + \gamma_o z \quad (3.37)$$

$$\Phi_w = p_o - p_{c,ow} + \gamma_w z \quad (3.38)$$

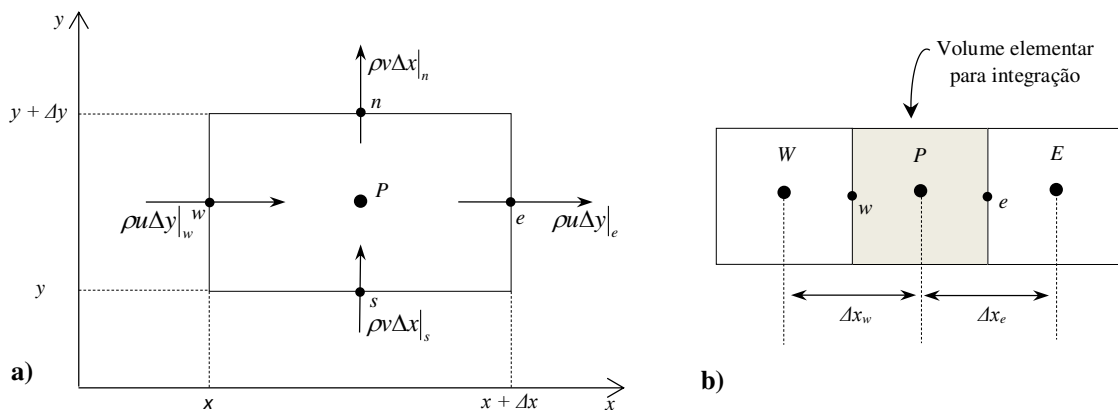
No problema de escoamento de bifásico em meio poroso do presente estudo, os termos p_o , Z_o e Z_w são as incógnitas, pois Z_w é obtida por meio da equação de restrição, a Equação (3.35).

3.2 Solução numérica

Para resolver um sistema de equações diferenciais parciais, quando não é possível a solução analítica, utiliza-se um método que consiga fazer uma aproximação numérica da equação diferencial, para um número discreto de pontos nodais, mais próximos da solução exata, com um determinado erro, que quanto maior o número de pontos nodais, mais perto está à aproximação numérica da solução exata. Nisso consiste os métodos de solução numérica, entre os quais, o método dos Volumes Finitos, usado no presente estudo (MALISKA, 2004).

A Figura 3.2 torna explícita a utilização de Volumes Finitos para o problema físico representado pelas Equações (3.40) e (3.41), mostrando (a) os balanços da conservação das propriedades elementares em um volume elementar e (b) o procedimento para discretização do volume elementar.

Figura 3.2 – Método dos Volumes Finitos, (a) balanços da conservação das propriedades para um volume elementar, (b) discretização de volumes inteiros na fronteira.



Fonte: Adaptado de Maliska (2004).

Segundo Maliska (2004), o método dos Volumes Finitos satisfaz a conservação da propriedade em nível de volumes elementares para obter equações aproximadas do problema físico, por meio de duas formas distintas: a primeira se dá pela realização de balanços de propriedades em questão de volumes elementares (ou volumes finitos); e a segunda ocorre

integrando sobre o volume elementar, no espaço e no tempo, as equações na forma conservativa.

Assim, para um caso de conservação de massa em um volume elementar, em malhas cartesianas, a Equação (3.39) mostra a expressão que descreve a conservação das propriedades nas fronteiras do ponto do volume elementar para discretização (MALISKA, 2004).

$$\rho u \Delta y|_e - \rho u \Delta y|_w - \rho v \Delta x|_n - \rho v \Delta x|_s = 0, \quad (3.39)$$

onde os índices e , w , n e s representam, os pontos cardeais, respectivamente, para indicar as faces dos volumes de controle como mostrado na Figura 3.2.

Dividindo a Equação (3.39) por $\Delta x \Delta y$, tem-se a Equação (3.40), e com a aplicação do limite, encontra-se a forma diferencial conservativa da equação de conservação de massa, para o caso bidimensional, como apresentado na Equação (3.41) (MALISKA, 2004).

$$\frac{\rho u|_e - \rho u|_w}{\Delta x} + \frac{\rho v|_n - \rho v|_s}{\Delta y} = 0 \quad (3.40)$$

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho u) + \frac{\partial}{\partial y}(\rho v) = 0 \quad (3.41)$$

É necessário, ainda, definir o comportamento do fluxo nas faces do volume elementar durante um intervalo de tempo Δt para realizar a integração das equações governantes. Para tanto, utiliza-se três tipo de funções para interpolação no tempo, a formulação explícita, implícita e formulação totalmente implícita, esta última foi a formulação utilizada na presente pesquisa (MALISKA, 2004).

Em escoamento de fluidos, para a discretização das equações, consideram-se ainda os efeitos da difusão e da convecção. Na discretização das equações, para certos casos, ocorre uma combinação dos efeitos de convecção e difusão. Na natureza, a difusão sempre acontece em conjunto com a convecção (VERSTEEG e MALALASEKERA, 1995). No presente

estudo, os efeitos da difusão são desprezíveis, portanto, a discretização mostrada nesse estudo considera apenas a convecção.

3.2.1 Discretização das equações

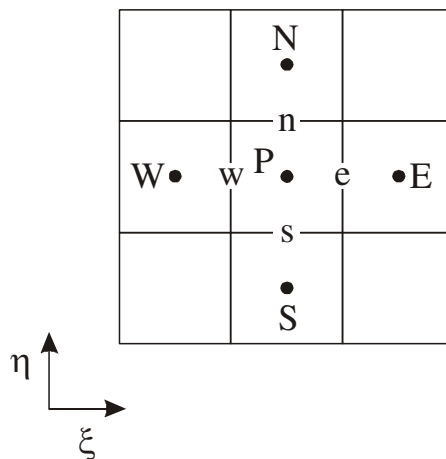
3.2.1.1 Discretização em malhas cartesianas para escoamento bifásico

Com porosidade constante, efeitos da capilaridade e gravidade desprezíveis, o escoamento bifásico e bidimensional é dado pela Equação (3.42), para um reservatório homogêneo.

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} [\rho_m Z_f] = \frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda_f \frac{\partial p}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\lambda_f \frac{\partial p}{\partial y} \right] - \tilde{m}_f, \quad \text{com } f = o, w \quad (3.42)$$

onde o fluxo de massa de cada fase (f), óleo ou água, nas condições *standard* (padrão), por unidade de volume do reservatório. Então, na discretização em coordenadas cartesianas, em um volume elementar P, como mostrado na Figura 3.3, com integração no tempo e no espaço é apresentada na Equação (3.43) para cada fase (f), com $f = o$ ou w .

Figura 3.3 – Volume elementar para integração da equação.



Fonte: Coutinho (2002).

$$\begin{aligned} \left([\rho_m Z_f] - [\rho_m Z_f]^o \right)_p \phi \Delta v = & \left[\left(\lambda_f \frac{\partial p}{\partial x} \right)_e - \left(\lambda_f \frac{\partial p}{\partial x} \right)_w \right] \Delta y \Delta z \Delta t + \\ & f = o, w \quad (3.43) \\ \left[\left(\lambda_f \frac{\partial p}{\partial y} \right)_n - \left(\lambda_f \frac{\partial p}{\partial y} \right)_s \right] \Delta x \Delta z \Delta t - & \tilde{m}_f \Delta v \Delta t \end{aligned}$$

A Equação (3.43) traz a equação governante do problema discretizada em coordenadas cartesianas, e frações mássicas, onde o sobrescrito (o) representa o instante de tempo anterior.

A Equação (3.44) apresenta a aproximação por diferenças centrais para as derivadas parciais, de uma malha uniforme, na forma discreta para cada fase (COUTINHO, 2002; BATISTA, 2011; MALISKA, 2004).

$$\begin{aligned} \left([\rho_m Z_f] - [\rho_m Z_f]^o \right)_p \phi \Delta v = & \left[\lambda_{f_e} \left(\frac{p_E - p_P}{\Delta x} \right) - \lambda_{f_w} \left(\frac{p_P - p_W}{\Delta x} \right) \right] \Delta y \Delta z \Delta t + \\ & f = o, w \quad (3.44) \\ \left[\lambda_{f_n} \left(\frac{p_N - p_P}{\Delta x} \right) - \lambda_{f_s} \left(\frac{p_P - p_S}{\Delta x} \right) \right] \Delta x \Delta z \Delta t - & \tilde{m}_f \Delta v \Delta t. \end{aligned}$$

Utilizando a formulação totalmente implícita, as incógnitas são avaliadas no tempo atual, e o conjunto de equações não-lineares são linearizadas com uso do método de Newton. Portanto, a forma residual é exposta na Equação (3.45).

$$\begin{aligned} F_f = \left([\rho_m Z_f] - [\rho_m Z_f]^o \right)_p \phi \Delta v - & \left[\lambda_{f_e} \left(\frac{p_E - p_P}{\Delta x} \right) - \lambda_{f_w} \left(\frac{p_P - p_W}{\Delta x} \right) \right] \Delta y \Delta z \Delta t + \\ & f = o, w \quad (3.45) \\ \left[\lambda_{f_n} \left(\frac{p_N - p_P}{\Delta x} \right) - \lambda_{f_s} \left(\frac{p_P - p_S}{\Delta x} \right) \right] \Delta x \Delta z \Delta t - & \tilde{m}_f \Delta v \Delta t \end{aligned}$$

Com a expansão em Série de Taylor chega-se a Equação (3.46) (COUTINHO, 2002; MALISKA, 2004).

$$F^{k+1} = F^k + \sum_{\forall X} \left(\frac{\partial F}{\partial X} \right)^k \Delta X, \quad (3.46)$$

onde k denota o nível iterativo e X representa o conjunto de incógnitas (p e Z_w). A partir do uso do esquema UDS para interpolação, a equação do resíduo deve ser derivada em

relação às variáveis (pressões e frações mássicas) do ponto P e seus vizinhos W, E, N e S. No método de Newton, a solução em cada intervalo de tempo é obtida quando os resíduos F^{k+1} tendem a zero (COUTINHO, 2002). Portanto, a Equação (3.46) tem a forma:

$$-F^k = \sum_{\forall X} \left(\frac{\partial F}{\partial X} \right)^k \Delta X . \quad (3.47)$$

Cuja forma matricial é mostrada na Equação (3.48), segundo Coutinho (2002), Maliska (2004) e Batista (2011), na qual A é a forma jacobiana.

$$A\Delta X = -F \quad (3.48)$$

Por consequência, a solução linear possibilita o calculo das incógnitas p e Z_w , com a conservação de massa para cada instante de tempo. Assim, a matriz jacobiana A é a matriz de elementos, mostrada na Equação (3.49), a Equação (3.50) é a matriz dos termos de ΔX , e a Equação (3.51) contém os termos da matriz de F, com N representando o número total de volumes da malha. Na matriz jacobiana nem todos os volumes de controle estão conectados (COUTINHO, 2002).

$$A = \begin{bmatrix} A_{11} & \dots & A_{1N} \\ \cdot & \dots & \cdot \\ A_{M1} & \dots & A_{MN} \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

$$\Delta X = \begin{bmatrix} \Delta X_1 \\ \cdot \\ \Delta X_N \end{bmatrix} \quad (3.50)$$

$$F = \begin{bmatrix} F_1 \\ \cdot \\ F_N \end{bmatrix}, \quad (3.51)$$

onde:

$$A_{ij} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{w,i}}{\partial P_j} & \frac{\partial F_{w,i}}{\partial Z_{w,j}} \\ \frac{\partial F_{o,i}}{\partial P_j} & \frac{\partial F_{o,i}}{\partial Z_{w,j}} \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

$$\Delta X_i = \begin{bmatrix} p_i^{k+1} - p_i^k \\ Z_{w,i}^{k+1} - Z_{w,i}^k \end{bmatrix} \quad (3.53)$$

$$F_i = \begin{bmatrix} F_{w,i} \\ F_{o,i} \end{bmatrix} \quad (3.54)$$

3.2.1.2 Discretização em malhas generalizadas para um escoamento bifásico

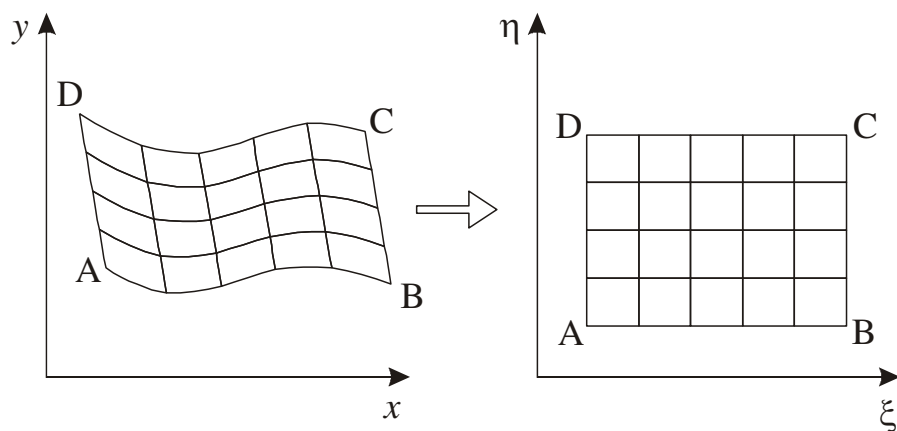
Para a discretização do escoamento óleo/água, bidimensional, com resolução para as incógnitas p_o , Z_o e Z_w , as equações governantes em frações mássicas são a seguir (COUTINHO, 2002).

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi \rho_m Z_o] = \nabla \cdot [X_{oo} \lambda_o \nabla \Phi_o] - X_{oo} \tilde{m}_o \quad (3.55)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi \rho_m Z_w] = \nabla \cdot [\lambda_w \nabla \Phi_w] - \tilde{m}_w \quad (3.56)$$

As equações devem ser transformadas do sistema de coordenadas cartesianas para o sistema de coordenadas curvilíneas generalizado como explica a Figura 3.3, do domínio físico para o domínio transformado, de acordo a Equação (3.57) (COUTINHO, 2002; MALISKA, 2004).

Figura 3.4 – Mudança do domínio físico para o domínio.



Fonte: Coutinho (2002).

$$\begin{aligned}\xi &= \xi(x, y) \\ \eta &= \eta(x, y)\end{aligned}\tag{3.57}$$

Com a transformação das equações para o domínio transformado, computacional, são obtidas as Equações (3.58) para a água, (3.59) para o óleo, e (3.60) para a pressão da fase óleo, nas formas conservativas (MALISKA, 2004; COUTINHO, 2002; BATISTA, 2011).

$$\frac{1}{J} \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_m Z_w) + \frac{\tilde{m}_w}{J} = \frac{\partial}{\partial \xi} \left[D_{w,1} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \xi} + D_{w,2} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \eta} \right] + \frac{\partial}{\partial \eta} \left[D_{w,2} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \xi} + D_{w,3} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \eta} \right]\tag{3.58}$$

$$\begin{aligned}\frac{1}{J} \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_m Z_o) + \frac{X_{oo} \tilde{m}_o}{J} = \\ \frac{\partial}{\partial \xi} \left[X_{oo} \left(D_{o,1} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \xi} + D_{o,2} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \eta} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial \eta} \left[X_{oo} \left(D_{o,2} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \xi} + D_{o,3} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \eta} \right) \right]\end{aligned}\tag{3.59}$$

$$\begin{aligned}\frac{1}{J} \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_m) + \frac{1}{J} (\tilde{m}_w + \tilde{m}_o) = \\ \sum_{f=o,w,g} \left(\frac{\partial}{\partial \xi} \left[D_{f,1} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \xi} + D_{f,2} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \eta} \right] + \frac{\partial}{\partial \eta} \left[D_{f,2} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \xi} + D_{f,3} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \eta} \right] \right)\end{aligned}\tag{3.60}$$

Os valores de $D_{f,i}$ são calculados a partir das Equações (3.61), (3.62) e (3.63), o jacobiano J , e as métricas da transformada, em ξ_x e ξ_y , e η_x e η_y são definidas por Maliska (2004).

$$D_{f,1} = \frac{\lambda_{f'}}{J} (\xi_x^2 + \xi_y^2)\tag{3.61}$$

$$D_{f,2} = \frac{\lambda_{f'}}{J} (\xi_x \eta_x + \xi_y \eta_y)\tag{3.62}$$

$$D_{f,3} = \frac{\lambda_{f'}}{J} (\eta_x^2 + \eta_y^2)\tag{3.63}$$

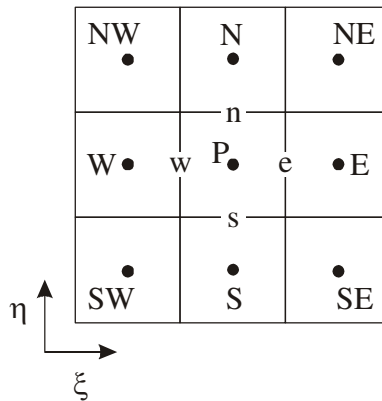
Assim, integrando as acima, no tempo e no espaço, para o volume de controle, como definido na Figura 3.5, obtém-se o conjunto de equações para as fases água e óleo, e para a pressão da fase óleo, respectivamente (COUTINHO, 2002).

$$\begin{aligned}
& \frac{\Delta V}{J} [(\phi \rho_m Z_w)_P - (\phi \rho_m Z_w)_P^o] + \frac{\tilde{m}_w}{J} \Delta V \Delta t = \\
& \left[\left(D_{w,1} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \xi} + D_{w,2} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \eta} \right)_e - \left(D_{w,1} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \xi} + D_{w,2} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \eta} \right)_w \right] \Delta \eta \Delta \gamma \Delta t + \\
& \left[\left(D_{w,2} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \xi} + D_{w,3} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \eta} \right)_n - \left(D_{w,2} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \xi} + D_{w,3} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \eta} \right)_s \right] \Delta \xi \Delta \gamma \Delta t
\end{aligned} \tag{3.64}$$

$$\begin{aligned}
& \frac{\Delta V}{J} [(\phi \rho_m Z_o)_P - (\phi \rho_m Z_o)_P^o] + \frac{X_{oo} \tilde{m}_o}{J} \Delta V \Delta t = \\
& \left[\left(X_{oo} D_{o,1} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \xi} + X_{oo} D_{o,2} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \eta} \right)_e - \left(X_{oo} D_{o,1} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \xi} + X_{oo} D_{o,2} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \eta} \right)_w \right] \Delta \eta \Delta \gamma \Delta t + \\
& \left[\left(X_{oo} D_{o,2} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \xi} + X_{oo} D_{o,3} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \eta} \right)_n - \left(X_{oo} D_{o,2} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \xi} + X_{oo} D_{o,3} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \eta} \right)_s \right] \Delta \xi \Delta \gamma \Delta t
\end{aligned} \tag{3.65}$$

$$\begin{aligned}
& \frac{\Delta V}{J} [(\phi \rho_m)_P - (\phi \rho_m)_P^o] + \frac{(\tilde{m}_w + \tilde{m}_o)}{J} \Delta V \Delta t = \\
& \sum_{f=w,o,g} \left[\left(D_{f,1} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \xi} + D_{f,2} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \eta} \right)_e - \left(D_{f,1} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \xi} + D_{f,2} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \eta} \right)_w \right] \Delta \eta \Delta \gamma \Delta t + \\
& \sum_{f=w,o,g} \left[\left(D_{f,2} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \xi} + D_{f,3} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \eta} \right)_n - \left(D_{f,2} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \xi} + D_{f,3} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \eta} \right)_s \right] \Delta \xi \Delta \gamma \Delta t
\end{aligned} \tag{3.66}$$

Figura 3.5 – Volume para integração das equações em coordenadas generalizadas.



Fonte: Coutinho (2002).

As derivadas do potencial de fluxo, para cada fase (f) dos fluidos, nas coordenadas, para o ponto central P, são dadas nas equações seguintes para os fluxos em leste, oeste, norte e sul, respectivamente, de acordo com a Figura 3.5 (MALISKA, 2004; COUTINHO, 2002; BATISTA, 2011).

$$\left(\frac{\partial\Phi_f}{\partial\xi}\right)_e = \frac{\Phi_{f,E} - \Phi_{f,P}}{\Delta\xi} \quad (3.67)$$

$$\left(\frac{\partial\Phi_f}{\partial\xi}\right)_w = \frac{\Phi_{f,P} - \Phi_{f,W}}{\Delta\xi} \quad (3.68)$$

$$\left(\frac{\partial\Phi_f}{\partial\eta}\right)_n = \frac{\Phi_{f,N} - \Phi_{f,P}}{\Delta\eta} \quad (3.69)$$

$$\left(\frac{\partial\Phi_f}{\partial\eta}\right)_s = \frac{\Phi_{f,P} - \Phi_{f,S}}{\Delta\eta} \quad (3.70)$$

As aproximações das derivadas cruzadas são dadas nas equações abaixo (MALISKA, 2004; COUTINHO, 2002; BATISTA, 2011):

$$\left(\frac{\partial\Phi_f}{\partial\eta}\right)_w = \frac{\Phi_{f,N} + \Phi_{f,NW} - \Phi_{f,S} - \Phi_{f,SW}}{4\Delta\eta} \quad (3.71)$$

$$\left(\frac{\partial\Phi_f}{\partial\eta}\right)_e = \frac{\Phi_{f,N} + \Phi_{f,NE} - \Phi_{f,S} - \Phi_{f,SE}}{4\Delta\eta} \quad (3.72)$$

$$\left(\frac{\partial\Phi_f}{\partial\xi}\right)_n = \frac{\Phi_{f,E} + \Phi_{f,NE} - \Phi_{f,W} - \Phi_{f,NW}}{4\Delta\xi} \quad (3.73)$$

$$\left(\frac{\partial\Phi_f}{\partial\xi}\right)_s = \frac{\Phi_{f,E} + \Phi_{f,SE} - \Phi_{f,W} - \Phi_{f,SW}}{4\Delta\xi} \quad (3.74)$$

O método de Newton foi utilizado para resolução das equações, cujas equações residuais para aplicação deste método, são dadas nas a seguir para o óleo, a água e a pressão, respectivamente (COUTINHO, 2002).

$$F_{o,P} = F_{o,P}(p_o, Z_w, Z_o) \quad (3.75)$$

$$F_{w,P} = F_{w,P}(p_o, Z_w, Z_o) \quad (3.76)$$

$$F_{f,P} = F_{f,P}(p_o, Z_w, Z_o) \quad (3.77)$$

Consequentemente, as funções residuais, dependentes das variáveis nos pontos *SW*, *W*, *NW*, *S*, *P*, *N*, *SE*, *E* e *NE*, são obtidas alocando os termos da equação associada para um lado da igualdade, como mostra as Equações (3.78) para a água, (3.79) para o óleo e (3.80) para a pressão da fase óleo, todas na forma residual (COUTINHO, 2002).

$$\begin{aligned} F_{w,P} = & \frac{\Delta V}{J} [(\phi \rho_m Z_w)_P - (\phi \rho_m Z_w)_P^o] + \frac{\tilde{m}_w}{J} \Delta V \Delta t - \\ & \left[\left(D_{w,1} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \xi} + D_{w,2} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \eta} \right)_e - \left(D_{w,1} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \xi} + D_{w,2} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \eta} \right)_w \right] \Delta \eta \Delta \gamma \Delta t - \\ & \left[\left(D_{w,2} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \xi} + D_{w,3} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \eta} \right)_n - \left(D_{w,2} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \xi} + D_{w,3} \frac{\partial \Phi_w}{\partial \eta} \right)_s \right] \Delta \xi \Delta \gamma \Delta t \end{aligned} \quad (3.78)$$

$$\begin{aligned} F_{o,P} = & \frac{\Delta V}{J} [(\phi \rho_m Z_o)_P - (\phi \rho_m Z_o)_P^o] + \frac{X_{oo} \tilde{m}_o}{J} \Delta V \Delta t - \\ & \left[\left(X_{oo} D_{o,1} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \xi} + X_{oo} D_{o,2} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \eta} \right)_e - \left(X_{oo} D_{o,1} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \xi} + X_{oo} D_{o,2} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \eta} \right)_w \right] \Delta \eta \Delta \gamma \Delta t - \\ & \left[\left(X_{oo} D_{o,2} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \xi} + X_{oo} D_{o,3} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \eta} \right)_n - \left(X_{oo} D_{o,2} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \xi} + X_{oo} D_{o,3} \frac{\partial \Phi_o}{\partial \eta} \right)_s \right] \Delta \xi \Delta \gamma \Delta t \end{aligned} \quad (3.79)$$

$$\begin{aligned} F_{f,P} = & \frac{\Delta V}{J} [(\phi \rho_m)_P - (\phi \rho_m)_P^o] + \frac{(\tilde{m}_w + \tilde{m}_o)}{J} \Delta V \Delta t - \\ & \sum_{f=w,o,g} \left[\left(D_{f,1} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \xi} + D_{f,2} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \eta} \right)_e - \left(D_{f,1} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \xi} + D_{f,2} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \eta} \right)_w \right] \Delta \eta \Delta \gamma \Delta t - \\ & \sum_{f=w,o,g} \left[\left(D_{f,2} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \xi} + D_{f,3} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \eta} \right)_n - \left(D_{f,2} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \xi} + D_{f,3} \frac{\partial \Phi_f}{\partial \eta} \right)_s \right] \Delta \xi \Delta \gamma \Delta t \end{aligned} \quad (3.80)$$

No método de Newton é necessário expandir as funções residuais em séries de Taylor na forma (COUTINHO, 2002).

$$\left(F_{i,p}\right)^{k+1} = \left(F_{i,p}\right)^k + \sum_{\forall X} \left(\frac{\partial F_{i,p}}{\partial X}\right)^k \Delta X = 0 \quad i = p, w, o \text{ e } X = p_o, Z_w \text{ e } Z_o \quad (3.81)$$

Os somatórios das equações englobam os volumes de controle vizinhos, $W, E, S, N, NE, NW, SE, SW$, porém, desconsidera a derivada dos termos cruzados na montagem da matriz jacobiana, desde que a malha não se apresente com grande não ortogonalidade (Cunha apud Coutinho, 2002).

Portanto, a equação geral dos volumes de controle geral é apresentada abaixo para as incógnitas do problema, ou seja, água (w), óleo (o) e pressão (p).

$$\begin{aligned} & \left(\frac{\partial F_{i,p}}{\partial p_p}\right) \Delta p_p + \left(\frac{\partial F_{i,p}}{\partial Z_{w,p}}\right) \Delta Z_{w,p} + \left(\frac{\partial F_{i,p}}{\partial Z_{o,p}}\right) \Delta Z_{o,p} + \\ & \left(\frac{\partial F_{i,p}}{\partial p_w}\right) \Delta p_w + \left(\frac{\partial F_{i,p}}{\partial Z_{w,w}}\right) \Delta Z_{w,w} + \left(\frac{\partial F_{i,p}}{\partial Z_{o,w}}\right) \Delta Z_{o,w} + \\ & \left(\frac{\partial F_{i,p}}{\partial p_E}\right) \Delta p_E + \left(\frac{\partial F_{i,p}}{\partial Z_{w,E}}\right) \Delta Z_{w,E} + \left(\frac{\partial F_{i,p}}{\partial Z_{o,E}}\right) \Delta Z_{o,E} + \quad i = p, w, o \quad (3.82) \\ & \left(\frac{\partial F_{i,p}}{\partial p_S}\right) \Delta p_S + \left(\frac{\partial F_{i,p}}{\partial Z_{w,S}}\right) \Delta Z_{w,S} + \left(\frac{\partial F_{i,p}}{\partial Z_{o,S}}\right) \Delta Z_{o,S} + \\ & \left(\frac{\partial F_{i,p}}{\partial p_N}\right) \Delta p_N + \left(\frac{\partial F_{i,p}}{\partial Z_{w,N}}\right) \Delta Z_{w,N} + \left(\frac{\partial F_{i,p}}{\partial Z_{o,N}}\right) \Delta Z_{o,N} = -F_{i,p} \end{aligned}$$

3.2.2 Rotina flash

O simulador numérico foi criado por Coutinho (2002), com o objetivo de realizar simulações de reservatórios de petróleo, com geometria complexa, a partir da discretização das equações governantes pelo método dos Volumes Finitos, em malhas curvilíneas generalizadas.

Por conseguinte, a rotina *flash* do simulador numérico calcula algumas propriedades importantes para a simulação de reservatórios, utilizando relações que estabelecem o equilíbrio entre as fases, para, assim, caracterizar o reservatório de petróleo.

Propriedades estas como solubilidade, frações mássicas das fases, fator volume-formação, densidade, viscosidade, porosidade da rocha e permeabilidades, de acordo com modelo *black oil* padrão (CUNHA apud COUTINHO, 2002).

No simulador, as frações mássicas das fases, representadas por α_w e α_o , para água, e óleo, respectivamente, são dadas por:

$$\alpha_w = Z_w \quad (3.83)$$

$$\alpha_o = Z_o \left[1 + \frac{\rho_{g,sc}}{\rho_{o,sc}} R_s \right] \quad (3.84)$$

Os fatores volume-formação das fases são dependentes da pressão, obtidos experimentalmente ou por meio de equações em função da pressão de referência.

A porosidade do meio também é calculada em função da pressão e em termos da compressibilidade da rocha, utilizando uma função linear mostrada a seguir:

$$\phi = \phi_i [1 + c_f (p - p_i)] \quad (3.85)$$

As densidades das fases são calculadas por meio das Equações (3.86) e (3.87) para a fase água (ρ_w) e a fase óleo (ρ_o), respectivamente. A densidade média da mistura é calculada a partir da Equação (3.88), em função das saturações das fases.

$$\rho_w = \frac{\rho_{w,sc}}{B_w} \quad (3.86)$$

$$\rho_o = \frac{\rho_{o,sc}}{B_o} \left[1 + \frac{\rho_{g,sc}}{\rho_{o,sc}} R_s \right] \quad (3.87)$$

$$\rho_m = \sum_{nf} \rho_f S_f \quad (3.88)$$

Dessa forma, as saturações das fases são obtidas com expressão mostrada na Equação (3.89), a partir das frações mássicas e densidades das fases (COUTINHO, 2002).

$$S_f = \frac{\alpha_f / \rho_f}{\sum_{nf'} \frac{\alpha_{f'}}{\rho_{f'}}} \quad (3.89)$$

As mobilidades das fases são calculadas em função das permeabilidades relativas e viscosidades das fases:

$$\lambda_{w'} = \frac{k \rho_w k_{rw}}{\mu_w} \quad (3.90)$$

$$\lambda_{o'} = \frac{k \rho_o k_{ro}}{\mu_o} \quad (3.91)$$

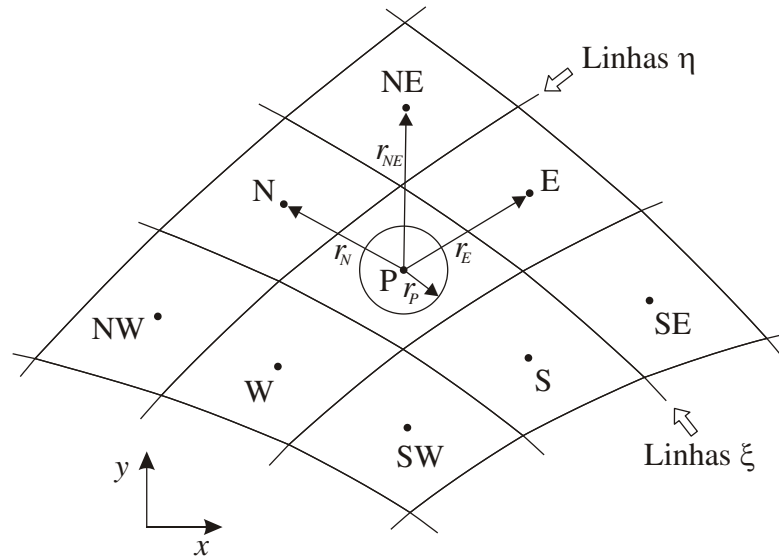
Em relação ao tratamento numérico do simulador, é crucial definir o modelo de poços, condições de contorno, derivadas dos termos das equações governantes do problema de escoamento no meio poroso, e método numérico para resolução das equações.

3.2.2.1 Modelo de poço em malha generalizada

Para uma malha generalizada, a Equação (3.92) descreve a conservação de massa. O modelo de poço em malha generalizada pode ser observado na Figura 3.6, com fluxo radial em regime permanente (COUTINHO, 2002; BATISTA, 2011).

$$\begin{aligned} \dot{m} = & D_{1e} \left. \frac{\partial p}{\partial \xi} \right|_e + D_{2e} \left. \frac{\partial p}{\partial \eta} \right|_e - D_{1w} \left. \frac{\partial p}{\partial \xi} \right|_w - D_{2w} \left. \frac{\partial p}{\partial \eta} \right|_w \\ & + D_{2n} \left. \frac{\partial p}{\partial \xi} \right|_n + D_{3n} \left. \frac{\partial p}{\partial \eta} \right|_n - D_{2s} \left. \frac{\partial p}{\partial \xi} \right|_s - D_{3s} \left. \frac{\partial p}{\partial \eta} \right|_s \end{aligned} \quad (3.92)$$

Figura 3.6 - Modelo de poço em malha generalizada com fluxo radial.



Fonte: Coutinho (2002).

Na discretização com a aproximação das derivadas através do método dos Volumes Finitos, pode-se obter a seguinte equação:

$$\begin{aligned} \dot{m} = & D_{1e} \left(\frac{p_E - p_P}{\Delta \xi} \right) + D_{2e} \left(\frac{p_N + p_{NE} - p_S - p_{SE}}{4\Delta \eta} \right) - D_{1w} \left(\frac{p_P - p_W}{\Delta \xi} \right) - D_{2w} \left(\frac{p_N + p_{NW} - p_S - p_{SW}}{4\Delta \eta} \right) \\ & + D_{2n} \left(\frac{p_E + p_{NE} - p_W - p_{NW}}{4\Delta \xi} \right) + D_{3n} \left(\frac{p_N - p_P}{\Delta \eta} \right) - D_{2s} \left(\frac{p_E + p_{SE} - p_W - p_{SW}}{4\Delta \xi} \right) - D_{3s} \left(\frac{p_P - p_S}{\Delta \eta} \right) \end{aligned} \quad (3.93)$$

Para a face leste, e , as diferenças de pressão são escritas na forma das equações abaixo (COUTINHO, 2002):

$$D_{1e} \left(\frac{p_E - p_P}{\Delta \xi} \right) = \frac{D_{1e}}{\Delta \xi} \frac{\dot{m} \mu}{2\pi k h \rho} \ln \left(\frac{r_E}{r_e} \right) \quad (3.94)$$

$$\begin{aligned} D_{2e} \left(\frac{p_N + p_{NE} - p_S - p_{SE}}{4\Delta \eta} \right) = & \\ \frac{D_{2e}}{4\Delta \eta} \frac{\dot{m} \mu}{2\pi k h \rho} \left[\ln \left(\frac{r_N}{r_e} \right) - \ln \left(\frac{r_S}{r_e} \right) + \ln \left(\frac{r_{NE}}{r_e} \right) - \ln \left(\frac{r_{SE}}{r_e} \right) \right] , \end{aligned} \quad (3.95)$$

r_e é o raio equivalente e r_N , r_S , r_{NE} e r_{SE} , são as distâncias entre o centro do volume P e o centro dos volumes N , S , NE e SE , respectivamente (COUTINHO, 2002). Com o tratamento matemático das equações, o raio equivalente do poço é definido por:

$$r_e = \left(\frac{\alpha}{e^{2\pi}} \right)^{\frac{1}{\beta}}, \quad (3.96)$$

onde os termos α e β são dados nas Equações (3.97) e (3.98) e G é referente aos termos geométricos das fases definidos na Equação (3.99), conforme Coutinho (2002).

$$\alpha = r_E^{\frac{G_{1e} + G_{2n} - G_{2s}}{4}} r_N^{\frac{G_{2e} - G_{2w} + G_{3n}}{4}} r_S^{\frac{-G_{2e} + G_{2w} + G_{3s}}{4}} r_W^{\frac{G_{1w} - G_{2n} + G_{2s}}{4}} r_{NE}^{\frac{G_{2e} + G_{2n}}{4}} r_{SE}^{\frac{-G_{2e} - G_{2s}}{4}} r_{NW}^{\frac{G_{2w} - G_{2n}}{4}} r_{SW}^{\frac{G_{2w} + G_{2s}}{4}} \quad (3.97)$$

$$\beta = G_{1e} + G_{1w} + G_{3n} + G_{3s} \quad (3.98)$$

$$G_i = \frac{D_i}{\lambda_w} \quad i = w, e, n, s \quad (3.99)$$

As condições de contorno do poço, em um escoamento bidimensional considera uma espessura média do reservatório, especificada na configuração do mesmo. As condições de contorno são baseadas na mobilidade, cujas vazões de cada fase são proporcionais às mobilidades das fases, na relação exposta abaixo, onde l é referente ao líquido (água + óleo) e t significa líquido total (óleo + água + gás). Essas vazões são utilizadas, diretamente, nas equações de cada volume de controle que contém os poços produtores e injetores (COUTINHO, 2002).

$$\frac{q_w}{\lambda_w} = \frac{q_o}{\lambda_o} = \frac{q_l}{\lambda_l} = \frac{q_t}{\lambda_t} \quad (3.100)$$

O poço injetor possui vazão prescrita dada por:

$$q_w = q_{w,inj} \quad (3.101)$$

Os poços produtores possuem vazões prescritas de água e óleo, vazão de líquido e vazão total, como mostra as equações (COUTINHO, 2002):

$$q_o = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} q_w \quad (3.102)$$

$$q_w = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} q_o \quad (3.103)$$

$$q_f = \frac{\lambda_f}{\lambda_t} q_t \quad f = w, o \quad (3.104)$$

3.2.2.2 Derivação das funções residuais

O presente estudo utiliza o esquema UDS (*upwind*), o qual é um esquema de interpolação que calcula as propriedades nas faces a partir do valor destas nos centros dos volumes e atribui à propriedade na interface, o valor da mesma no volume que está localizado imediatamente atrás em relação ao sentido do escoamento, para calcular as mobilidades das fases dos volumes elementares, no caso em relação ao volume P ou ao seu vizinho imediato (MALISKA, 2004; COUTINHO, 2002).

Coutinho (2002) traz a derivação das funções residuais referentes água para o escoamento bifásico óleo/água, e elucida que o procedimento para o óleo, no caso trifásico, e para a pressão no reservatório segue o mesmo raciocínio. Assim, a Equação (3.105) mostra a função residual da água no escoamento bifásico.

$$\begin{aligned}
 F_{w,p} = & \frac{\Delta V}{J} [(\phi \rho_m Z_w)_P - (\phi \rho_m Z_w)_{w,P}] + \frac{\tilde{m}_w}{J} \Delta V \Delta t - \\
 & \left\{ \left[G_1 \lambda_w \left(\frac{\Phi_{w,E} - \Phi_{w,P}}{\Delta \xi} \right) + G_2 \lambda_w \left(\frac{\Phi_{w,N} + \Phi_{w,NE} - \Phi_{w,S} - \Phi_{w,SE}}{4\Delta \eta} \right) \right]_e - \right. \\
 & \left. \left[G_1 \lambda_w \left(\frac{\Phi_{w,P} - \Phi_{w,W}}{\Delta \xi} \right) + G_2 \lambda_w \left(\frac{\Phi_{w,N} + \Phi_{w,NW} - \Phi_{w,S} - \Phi_{w,SW}}{4\Delta \eta} \right) \right]_w \right\} \Delta \eta \Delta \gamma \Delta t - \\
 & \left\{ \left[G_2 \lambda_w \left(\frac{\Phi_{w,E} + \Phi_{w,NE} - \Phi_{w,W} - \Phi_{w,NW}}{4\Delta \xi} \right) + G_3 \lambda_w \left(\frac{\Phi_{w,N} - \Phi_{w,P}}{\Delta \eta} \right) \right]_n - \right. \\
 & \left. \left[G_2 \lambda_w \left(\frac{\Phi_{w,E} + \Phi_{w,SE} - \Phi_{w,W} - \Phi_{w,SW}}{4\Delta \xi} \right) + G_3 \lambda_w \left(\frac{\Phi_{w,P} - \Phi_{w,S}}{\Delta \eta} \right) \right]_s \right\} \Delta \xi \Delta \gamma \Delta t
 \end{aligned} \quad (3.105)$$

Para a derivação da Equação (3.105), realiza-se a derivação de cada termo que a compõe, ou seja, os termos fonte/sumidouro e os termos convectivos, apresentados em seguida nos pontos I e II, em relação às variáveis do reservatório, que para um escoamento bifásico (óleo/água) são as variáveis p_o e Z_o , nos pontos P e seus vizinhos N, S, E e W (COUTINHO, 2002).

I. Derivação dos termos fonte e acumulativo

Para derivação dos termos fonte e acumulativo, os parâmetros são avaliados no ponto P e, por consequente, com derivadas calculadas neste ponto, como mostrado nas equações que seguem:

$$\frac{\partial F_w}{\partial p_{o,P}} = \frac{\Delta V Z_w}{J} \frac{\partial(\phi \rho_m)}{\partial p_{o,P}} + \frac{\Delta V \Delta t}{J} \frac{\partial(\rho_w q_w)}{\partial p_{o,P}} \quad (3.106)$$

$$\frac{\partial F_w}{\partial Z_{o,P}} = \frac{\Delta V \phi}{J} \frac{\partial(Z_w \rho_m)}{\partial Z_{o,P}} + \frac{\Delta V \Delta t}{J} \frac{\partial(\rho_w q_w)}{\partial Z_{o,P}} \quad (3.107)$$

Com os valores das derivadas parciais mostradas nas equações:

$$\frac{\partial F_w}{\partial p_{o,E}} = 0 \quad (3.108)$$

$$\frac{\partial F_w}{\partial Z_{o,E}} = 0 \quad (3.109)$$

II. Derivação dos termos convectivos

A derivação dos termos convectivos, na face leste, e , utilizando o esquema UDS, dependendo da direção do escoamento, neste caso do volume P para o volume E, são mostrados nas equações abaixo:

$$\begin{aligned} \frac{\partial F_w}{\partial p_{o,P}} = \frac{\partial F_w}{\partial p_{o,P}} - \left[G_{1e} \frac{\partial(\lambda_{w',e})}{\partial p_{o,P}} \left(\frac{\Phi_{w,E} - \Phi_{w,P}}{\Delta\xi} \right) - \frac{G_{1e}\lambda_{w',e}}{\Delta\xi} \frac{\partial(\Phi_{w,P})}{\partial p_{o,P}} + \right. \\ \left. G_{2e} \frac{\partial(\lambda_{w',e})}{\partial p_{o,P}} \left(\frac{\Phi_{w,N} + \Phi_{w,NE} - \Phi_{w,S} - \Phi_{w,SE}}{4\Delta\eta} \right) \right] \Delta\eta\Delta\gamma\Delta t \end{aligned} \quad (3.110)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial F_w}{\partial Z_{o,P}} = \frac{\partial F_w}{\partial Z_{o,P}} - \left[G_{1e} \frac{\partial(\lambda_{w',e})}{\partial Z_{o,P}} \left(\frac{\Phi_{w,E} - \Phi_{w,P}}{\Delta\xi} \right) - \frac{G_{1e}\lambda_{w',e}}{\Delta\xi} \frac{\partial(\Phi_{w,P})}{\partial Z_{o,P}} + \right. \\ \left. G_{2e} \frac{\partial(\lambda_{w',e})}{\partial Z_{o,P}} \left(\frac{\Phi_{w,N} + \Phi_{w,NE} - \Phi_{w,S} - \Phi_{w,SE}}{4\Delta\eta} \right) \right] \Delta\eta\Delta\gamma\Delta t \end{aligned} \quad (3.111)$$

$$\frac{\partial F_w}{\partial p_{o,E}} = \frac{\partial F_w}{\partial p_{o,E}} - \frac{G_{1e}\lambda_{w',e}}{\Delta\xi} \frac{\partial(\Phi_{w,E})}{\partial p_{o,E}} \Delta\eta\Delta\gamma\Delta t \quad (3.112)$$

Cabe elucidar que a derivação dos termos convectivos depende da direção do escoamento, portanto, as equações mostradas para a fase água, no escoamento bifásico e bidimensional, do ponto P (volume elementar) para o leste, no ponto E, é diferente da derivação dos termos convectivos do ponto E, leste, para o volume do ponto P.

Assim, de acordo com Coutinho (2002), em escoamento multifásico, com uso do esquema UDS, há a necessidade de verificar a direção do escoamento para cada fase, posto que estas se movimentam de forma diferenciada a depender das condições do reservatório.

Em vista disso, em coordenadas generalizadas, para determinar a direção do escoamento na face leste, e , por exemplo, utiliza-se a seguir, com velocidade da face, a partir da lei de Darcy, com raciocínio semelhante para as demais faces, com $f = w, o, g$.

$$\bar{u}_{f,e} = -\lambda_{f,e} \left[G_{1e} \frac{(\Phi_{f,E} - \Phi_{f,P})}{\Delta\xi} + G_{2e} \frac{(\Phi_{f,N} + \Phi_{f,NE} - \Phi_{f,S} - \Phi_{f,SE})}{4\Delta\eta} \right] \quad (3.113)$$

$$x_i = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{w,i}}{\partial p_o} & \frac{\partial F_{w,i}}{\partial Z_o} \\ \frac{\partial F_{o,i}}{\partial p_o} & \frac{\partial F_{o,i}}{\partial Z_o} \end{bmatrix} \quad (3.115)$$

$$\Delta X_i = \begin{bmatrix} P_i^{k+1} - P_i^k \\ S_i^{wk+1} - S_i^{wk} \end{bmatrix} \quad (3.116)$$

$$F_i = \begin{bmatrix} F_{w,i} \\ F_{o,i} \end{bmatrix} \quad (3.117)$$

Para este método de cálculo, o critério de convergência foi definido a partir das variáveis p_o , Z_w e Z_o , para cada iteração.

A Equação (3.118) apresenta o critério de convergência para o cálculo da pressão, com os subscritos *MAX* e *MIN* representam, respectivamente, a variação máxima e mínima, de P na iteração atual, $k+1$, k o nível iterativo do ciclo e TOL_P é a tolerância para convergência em P , que varia entre 10^{-2} a 10^{-3} (CUNHA apud COUTINHO, 2002).

$$\max \left(\frac{|P_P^{k+1} - P_P^k|}{P_{MAX}^{k+1} - P_{MIN}^{k+1}} \right) \leq TOL_P \quad (3.118)$$

Por outro lado, o critério de convergência para as frações mássicas é apresentado na equação abaixo com TOL_Z representando a tolerância para a convergência de Z , variando entre 10^{-4} e 10^{-5} (CUNHA apud COUTINHO, 2002).

$$\max |Z_P^{k+1} - Z_P^k| \leq TOL_Z \quad (3.119)$$

Por fim, Coutinho (2002) apresenta um resumo esquemático do algoritmo, para metodologia totalmente implícita, com formulação em frações mássicas, na seguinte ordem:

1. Inicialização das variáveis – cálculo das frações mássicas por meio da rotina *flash*;

2. Cálculo das derivadas e elaboração da matriz jacobiana – Matriz jacobiana é criada a partir das derivadas das equações de resíduo em relação às variáveis do processo estudo para o reservatório de óleo, as quais: pressões e frações mássicas;
3. Resolução do sistema linear – Utiliza-se um algoritmo para resolver o sistema linear de blocos;
4. Avanço das variáveis no nível iterativo – com o vetor de variáveis dado pela solução do sistema linear, as incógnitas do problema são avançadas no nível iterativo com $X^{k+1}=X+\Delta X^k$, onde $X = p$ ou Z_w ;
5. Verificação da convergência;
6. Avanço no tempo – Com realização do incremento no tempo, retorna ao passo 2.

3.3 Caracterização do reservatório e casos estudados

A simulação numérica de reservatórios de petróleo é uma ferramenta que auxilia na análise do comportamento da formação produtora por meio dos resultados das simulações.

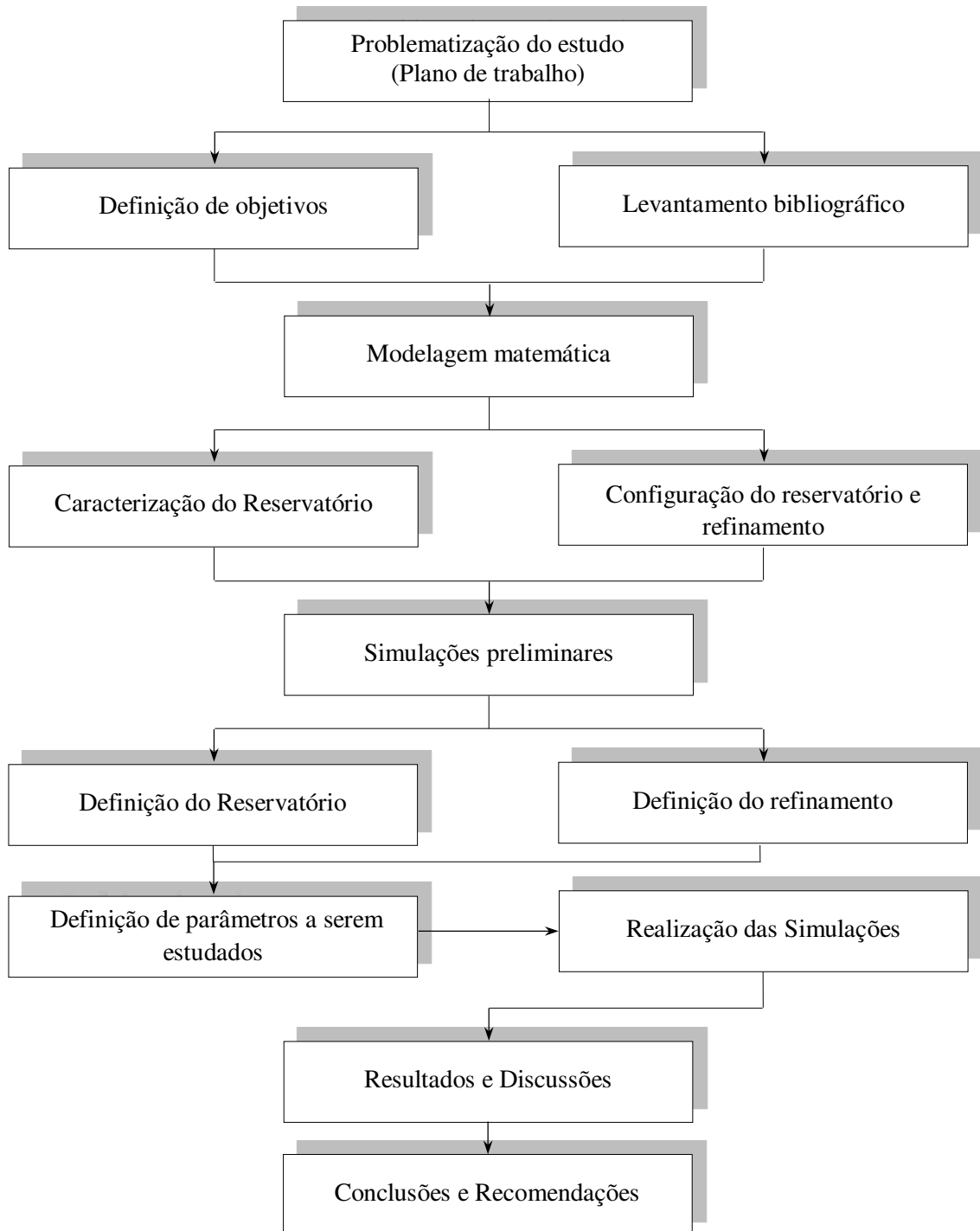
Para tanto, é necessário realizar a modelagem matemática, definir o método numérico para resolução das equações governantes do problema físico e as características do meio poroso e dos fluidos, bem como o sistema de coordenadas empregado na modelagem e refinamento da malha.

No presente estudo, um reservatório de formato irregular foi configurado com modelo de malha *five-spot* invertido, para analisar a recuperação do óleo e comportamento do reservatório, de acordo com as características definidas.

As características do meio poroso definidas no presente estudo se pautam em características comuns a reservatórios de óleo pesado, em especial, propriedades de formações produtoras encontradas no Nordeste brasileiro, com parâmetros utilizados em estudos de Correia (2014) e Coutinho (2002).

Deste modo, a Figura 3.8 apresenta o fluxograma com as etapas utilizadas para realização da pesquisa.

Figura 3.8 - Fluxograma de atividades para elaboração da dissertação.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Deve-se salientar que no presente estudo optou-se pelo modelo de malha *five-spot* invertido, por ser o modelo de malha de injeção mais utilizado em estudos de recuperação de reservatório e em aplicações em campos produtores, como reporta a literatura.

Porém, para análises da influência da localização dos poços, injetores e produtores, na recuperação de óleo, pode-se utilizar diferenciados arranjos, sem um modelo preestabelecido de malhas, de acordo com os resultados das simulações, para otimizar o processo de injeção de água. No fluxograma da Figura 3.8 foram detalhadas as etapas de elaboração da dissertação, na qual a fundamentação teórica foi uma constante em todas as fases do estudo da pesquisa.

Nos casos preliminares, foram realizadas simulações com três tipos de refinamentos distintos, para decisão da malha a ser utilizada, simulações para definir o esquema de passo de tempo, com decisão do espaço de tempo mínimo inicial, e estudo da pressão inicial do reservatório, tomando o modelo de reservatório base mostrado na Tabela 3.1.

O esquema de passo de tempo variável é explicado por Lucianetti et al. apud Batista (2011), cujo objetivo foi tornar as simulações mais rápida, com erros de truncamento aceitáveis. Assim, o Δt é calculado a partir da relação:

$$\Delta t^{k+1} = \text{mín} \left\{ \Delta t_{\text{máx}}, \text{máx} \left[\Delta t_{\text{mín}}, \frac{\Delta t^k}{2}, \text{mín}(\Delta t_z, \Delta t_p, 2\Delta t^k) \right] \right\} \quad (3.120)$$

Onde Δt_z e Δt_p são dados nas equações:

$$\Delta t_z = \frac{\Delta t^k \Delta Z_{o,\text{lim}}}{\Delta Z_{o,\text{lim}}} \quad (3.121)$$

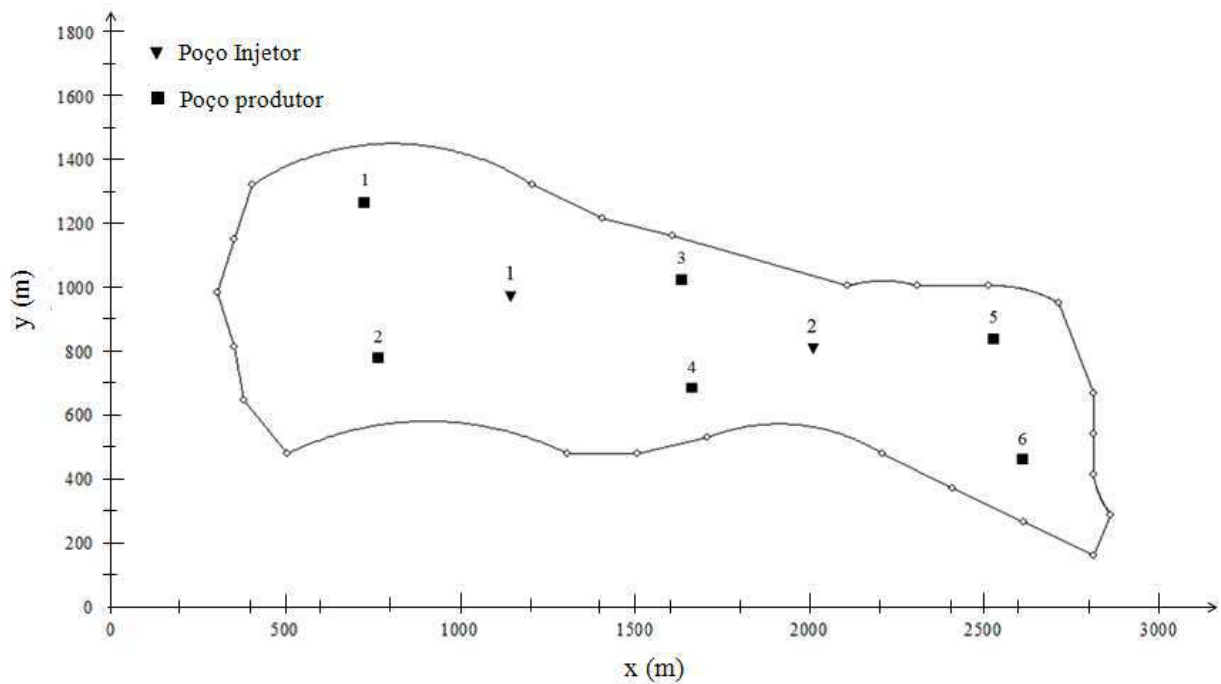
$$\Delta t_p = \frac{\Delta t^k \Delta p_{o,\text{lim}}}{\Delta p_{o,\text{lim}}} \quad (3.122)$$

O mínimo passo de tempo entre os valores permitidos pela variação da fração mássica e pressão, Δt_z e Δt_p deve respeitar a relação dada por:

$$\Delta t_{\text{mín}} \leq \frac{\Delta t^k}{2} \leq \text{mín} \{ \Delta t_z, \Delta t_p \} \leq 2\Delta t^k \leq \Delta t_{\text{máx}} \quad (3.123)$$

O reservatório estudado, definido em coordenadas generalizadas, bidimensional, possui formato irregular, com fronteiras impermeáveis, como mostrado na Figura 3.9, com dois poços injetores e seis poços produtores numa configuração da malha do tipo *five-spot* invertido, que consiste em um poço injetor entre quatro poços produtores.

Figura 3.9 - Vista superior do reservatório irregular definido para estudo.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Paralelamente a configuração do reservatório, suas características foram definidas em termos das propriedades do meio poroso e propriedades dos fluidos nele contidos, apresentado na Tabela 3.1.

A simulação foi realizada em 2D, mas o modelo matemático considera o reservatório com 15 metros de espessura. O tempo de projeto foi fixado em 30 anos de injeção de água e produção do reservatório, com vazão de água injetada variáveis, de acordo com o estudo dos parâmetros analisados.

Tabela 3.1 – Caracterização do reservatório.

Características/unidade	Informações	
	Dado	Referência
Comprimento (m)	2.550	Autor
Largura (m)	800	Autor
Espessura (m)	15	Coutinho (2002)
Volume de óleo original (m ³)	5,32 x10 ⁶	Autor
Pressão inicial (kPa)	1980,86	Correia (2014)
Saturação inicial de água (%)	20	Coutinho (2002)
Saturação inicial de óleo (%)	80	Coutinho (2002)
Saturação residual de óleo (%)	20	Coutinho (2002)
Porosidade (%)	27	Correia (2014)
Permeabilidade absoluta (m ²)	7,895x10 ⁻¹³	Correia (2014)
Fator Volume-formação do óleo e da água (m ³ /m ³)	1	Coutinho (2002)
Compressibilidade da rocha (Pa ⁻¹)	4,4x10 ⁻⁷	Correia (2014)
Compressibilidade óleo/água (Pa ⁻¹)	7,25x10 ⁻⁹	Correia (2014)
Compressibilidade da água (Pa ⁻¹)	7,25x10 ⁻⁹	Correia (2014)
Densidade do óleo (kg/m ³)	932,581	Autor
Grau API	20	Autor
Densidade da água (kg/m ³)	1000	Coutinho (2002)
Viscosidade do óleo (Pa.s)	1x10 ⁻³	Coutinho (2002)

Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

A vazão de produção de poço foi estipulada de acordo o balanço de massa, dependendo da vazão injetada, portanto, variáveis com a vazão de injeção. O raio do poço foi definido em $r_{wf} = 0,1905$ (m), ou 19,05 cm de acordo com Correia (2014).

No presente estudo, o simulador numérico utiliza as expressões das Equações (3.124) e (3.125), para calcular as viscosidades do óleo e da água, respectivamente, em função da pressão do óleo (p_o), em Pascal (MARCONDES, 1996).

$$\mu_o = 1,163 \times 10^{-2} (1 + 1,45 \times 10^{-12} (p_o - 1,37 \times 10^7)) [Pa \cdot s] \quad (3.124)$$

$$\mu_w = 10^3 (1 + 1,45 \times 10^{-12} (p_o - 1,37 \times 10^7)) [Pa \cdot s] \quad (3.125)$$

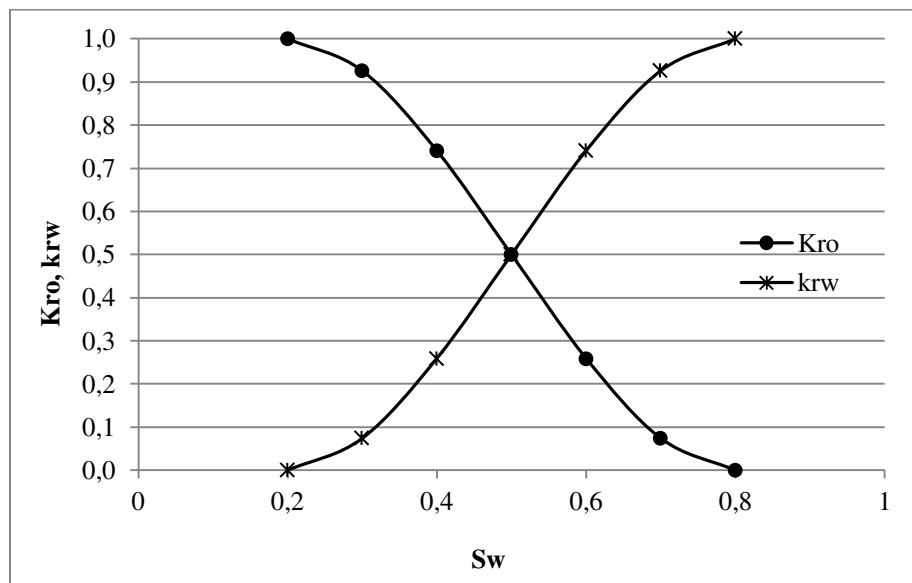
As expressões para calcular as permeabilidades relativas da água e do óleo utilizadas no simulador estudado são dadas por Marcondes (1996), nas Equações (3.126) e (3.127), respectivamente, em função da saturação de água.

$$k_{rw} = (S_w - 0,2)(-250S_w^2 + 325S_w - 55) / 27 \quad (3.126)$$

$$k_{ro} = 1 - k_{rw} \quad (3.127)$$

A Figura 3.10 mostra o gráfico das permeabilidades relativas, em função da saturação de água, utilizando as equações para calcular as permeabilidades relativas das fases.

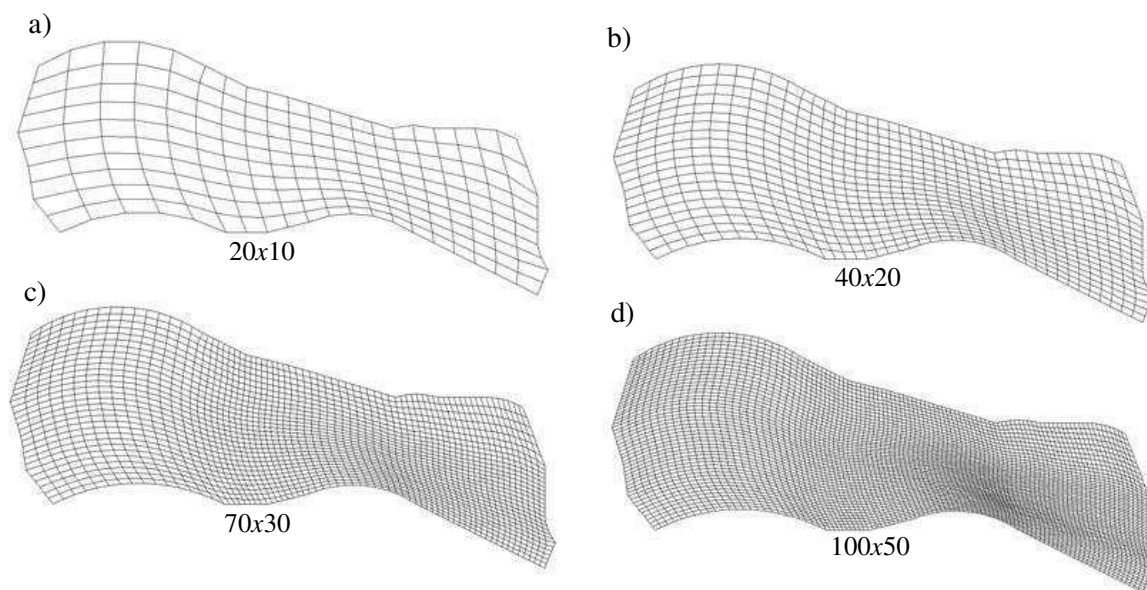
Figura 3.10 - Permeabilidades relativas em função da saturação de água.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Em relação ao reservatório, foi realizado um estudo da malha para definir o melhor refinamento para estudo, a Figura 3.11 apresenta os refinamentos, onde (a) malha com 20x10 blocos, (b) com uma malha de 40x20 volumes elementares, (c) malha com 70x30 blocos e (d) malha com 100x50 volumes elementares.

Figura 3.11 - Tipos de refinamentos realizados no reservatório.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Em geral, quanto maior o refinamento da malha melhor é a aproximação das variáveis com redução do volume elementar, portanto, um modelo mais refinado é aconselhável na simulação de reservatórios.

Todavia, o aumento de blocos influi no tempo de simulação, podendo aumentar consideravelmente o tempo realizar as simulações. Por esta razão, foi realizada uma análise dos resultados de recuperação para cada refinamento e comparado com o tempo de simulação. Da mesma forma foram avaliados: o incremento mínimo de tempo e a pressão inicial no reservatório, de acordo com os casos apresentados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Casos preliminares simulados.

Refinamento	Casos			
	20x10	40x20	70x30	100x50
Incremento de tempo mínimo (s)	$8,64 \times 10^{-3}$	$8,64 \times 10^{-2}$	$8,64 \times 10^{-1}$	-
Pressão (kPa)	1470,65	1980,86	2542,78	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

As simulações para cada fator analisado foram realizadas separadamente. Fixando os demais parâmetros nos valores iniciais, isto é, Δt_{min} inicial e $p_i = 1980,86$ kPa, foi analisado os resultados de recuperação para os refinamentos da Figura 3.11, que gerou quatro simulações.

Posteriormente após a definição do refinamento do estudo e fixando a pressão inicial do reservatório em $p_i = 1980,86$ kPa, foi avaliado o incremento de tempo inicial, a partir de três simulações.

O mesmo procedimento foi realizado para analisar a variação da pressão inicial do reservatório. A definição desses fatores são mostrados e analisados no Capítulo 4, com os resultados e discussões.

Posteriormente a decisão do refinamento e demais parâmetros, foi realizado um estudo de casos simulados com variações de parâmetros de reservatório (permeabilidade absoluta), parâmetro de processo de injeção (vazão de água injetada) e parâmetro do fluido produzido (grau API), conforme pode ser observado na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Definição de parâmetros estudados.

Parâmetros	Casos		
Permeabilidade absoluta (k) (m ²)	$4,93 \times 10^{-13}$	$7,9 \times 10^{-13}$	$9,87 \times 10^{-13}$
Grau API	18	20	24
Vazão de injeção ($q_{w,inj}$) (m ³ /dia)	250	350	450

Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

A decisão de análise desses parâmetros ocorreu devido à aplicação do método de injeção de água. Porquanto foi levantado e discutido na fundamentação teórica, Capítulo 2, e na modelagem matemática, Capítulo 3, que a permeabilidade do meio, a viscosidade do óleo e a vazão de água injetada são pontos-chave na recuperação do óleo.

A análise desses três parâmetros gerou 27 casos simulados, mostrado na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Casos simulados.

Caso	Dados dos Parâmetros		
	°API	k (m ²)	$q_{w,inj}$ (m ³ /dia)
1	18	4,93 x10 ⁻¹³	250
2	20		
3	24		
4	18	7,9 x10 ⁻¹³	
5	20		
6	24		
7	18	9,87 x10 ⁻¹³	
8	20		
9	24		
10	18	4,93 x10 ⁻¹³	350
11	20		
12	24		
13	18	7,9 x10 ⁻¹³	
14	20		
15	24		
16	18	9,87 x10 ⁻¹³	
17	20		
18	24		
19	18	4,93 x10 ⁻¹³	450
20	20		
21	24		
22	18	7,9 x10 ⁻¹³	
23	20		
24	24		
25	18	9,87 x10 ⁻¹³	
26	20		
27	24		

Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

A permeabilidade e a viscosidade influenciam na mobilidade dos fluidos, e, portanto, na razão de mobilidade, determinando a produção de fluidos, a ocorrência de *fingers* e o *breakthrough*.

E a vazão de água é o aspecto relativo tanto à manutenção da pressão no reservatório, quanto às permeabilidades relativas das fases com a saturação de água aumentando no reservatório e ao aumento de produção de água, e também com o deslocamento de óleo na direção dos poços produtores, com eficiência de varrido e deslocamento (CRAIG JR., 1971; LYONS, 2010).

Das análises com as simulações preliminares, foi determinado o refinamento de 100x50 volumes elementares, uma vez que o aumento dos volumes elementares apresenta melhores resultados do modelo numérico e a diferença do tempo de simulação para cada refinamento foi desprezível, de 10 a 15 minutos para o refinamento de 100x50. A Tabelas 3.5 traz as coordenadas dos poços injetores e produtores, nos eixos *xy*.

Tabela 3.5 – Coordenadas de localização dos poços na malha 100x50 volumes de controle.

Poços	Coordenadas transformadas	
	<i>x</i> (m)	<i>y</i> (m)
Injetor 1	1124,37	966,82
Injetor 2	1905,32	813,38
Produtor 1	744,20	1227,90
Produtor 2	794,58	742,384
Produtor 3	1566,37	1040,10
Produtor 4	1605,30	662,23
Produtor 5	2477,86	884,37
Produtor 6	2539,7	490, 46

Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Na Tabela 3.6 está ilustrada a distância entre os poços produtores e injetores, em metros, de acordo com a influência de cada injetor na malha.

Tabela 3.6 – Distância entre poços injetores e produtores.

Poço Produtor	Distância (m)	
	Poço injetor 1	Poço injetor 2
Produtor 1	461,185	-
Produtor 2	398,912	-
Produtor 3	448,0385	407,786
Produtor 4	569,2783	335,938
Produtor 5	-	576,923
Produtor 6	-	711,836

Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Os resultados das simulações foram analisados, em termos do parâmetro adimensional VPI (Volume Poroso Injetado) e VPOR (Volume Poroso de Óleo Recuperado).

O VPI representa o volume poroso deslocado pela injeção de água no reservatório, e é calculado pela relação entre o volume de água injetada no reservatório e o volume total de óleo que é possível produzir (COUTINHO, 2002).

$$VPI = \frac{q_w t}{\phi V_R (1 - S_{wi} - S_{or})}, \quad (3.128)$$

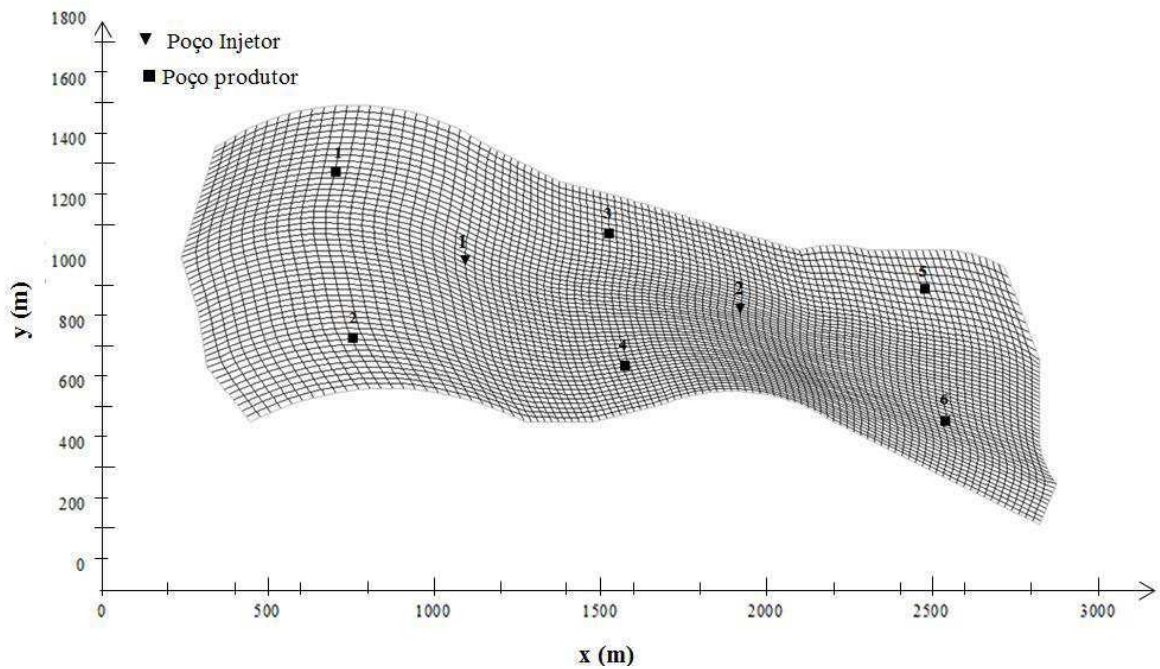
onde V_R é o volume do reservatório, ϕ é a porosidade do meio, e S_{wi} e S_{or} são, respectivamente, a saturação inicial de água e saturação de óleo residual. O q_w é vazão de água injetada e t o tempo de processo.

O parâmetro adimensional VPOR é calculado a partir da relação entre o volume total de óleo produzido com injeção de água e o volume total de óleo que pode ser produzido do reservatório, é dado por Coutinho (2002), na Equação (3.129). Onde q_o é vazão de óleo produzido de acordo com tempo de injeção de água.

$$VPOR = \int_0^t \frac{q_o dt}{\phi V_R (1 - S_{wi} - S_{or})} \quad (3.129)$$

Portanto, com o reservatório definido, em termos das características do meio poroso e propriedades dos fluidos, com a definição dos parâmetros estudados, as simulações numéricas foram realizadas em um reservatório com o refinamento 100x50, com um total de 5 000 volumes (blocos) conforme ilustra a Figura 3.12.

Figura 3.12 - Reservatório estudado Arranjo L1.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

CAPÍTULO 4

RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Refinamento da malha e passo de tempo

Reservatórios de petróleo possuem geometria complexa e alto grau de heterogeneidade. Assim, os modelos matemáticos buscam aproximar o modelo do reservatório a reservatórios reais, por meio de simulação numérica.

Por vezes, em simulações de reservatórios, o meio poroso é tomado como homogêneo, ou seja, possui as mesmas propriedades em todas as direções, para facilitar e simplificar a resolução das equações governantes do escoamento transiente de fluidos, apesar de simplificações, os resultados se aproximam bem dos resultados para reservatórios heterogêneos, e com a vantagem de tomar um tempo de simulação reduzido.

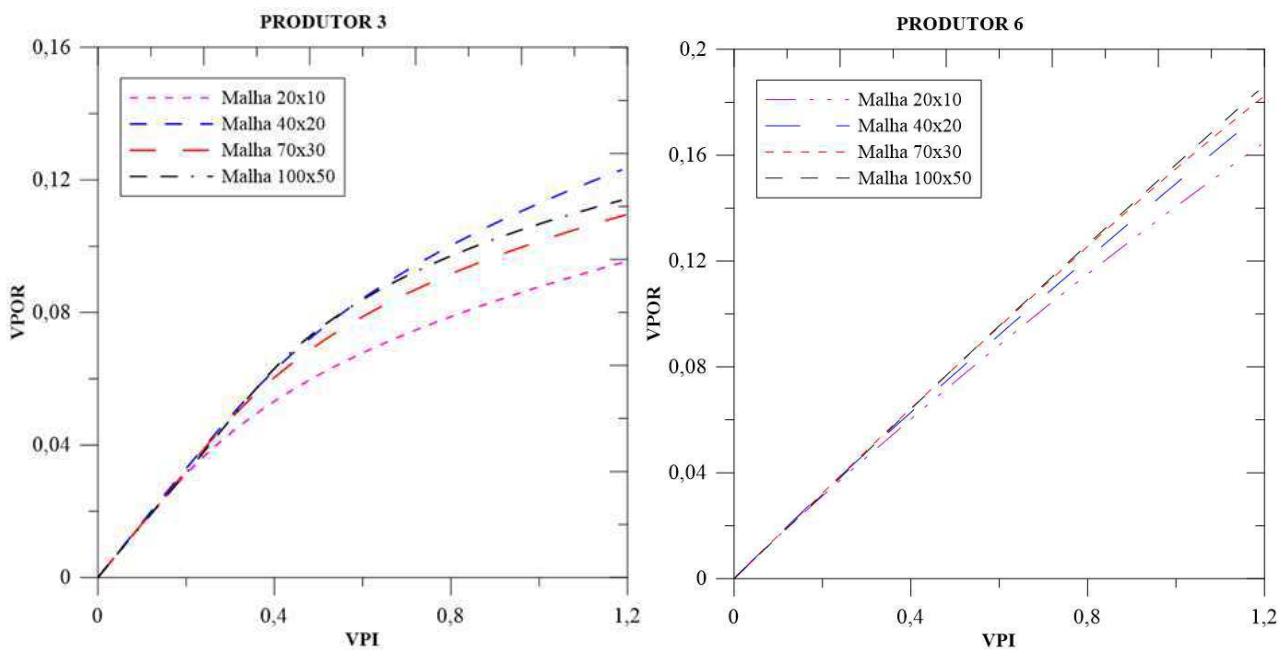
Sob esta perspectiva, foram estudados casos de simulações referentes à definição do reservatório e refinamento da malha, referentes ao mínimo passo de tempo inicial utilizado nas simulações, a pressão inicial do reservatório e referentes aos parâmetros de reservatório e operacional, como definido na Tabela 3.4.

Para tanto, foram utilizados gráficos de corte de água – que indica a produção de água no tempo -, gráficos de indicadores, VPOR e VPI, gráficos de pressão no poço por Volume Poroso Injetado (VPI) e mapas de saturação e pressão no reservatório.

Para decisão sobre o refinamento do reservatório foram realizadas simulações e analisados gráficos de Volume Poroso Injetado (VPI) *versus* VPOR (Volume Poroso de Óleo Recuperado).

A Figura 4.1 traz os gráficos do poço produtor 3, que possui menor distância em relação ao poço injetor, e o poço produtor 6, que é o poço produtor mais distante do poço injetor, com o modelo base do reservatório referente ao caso 5, com vazão de injeção de água de 250 m³/dia, permeabilidade absoluta da rocha de $7,9 \times 10^{-13}$ e um óleo de 20°API.

Figura 4.1 - Estudo do refinamento a partir das curvas de VPI *versus* VPOR do caso 5.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

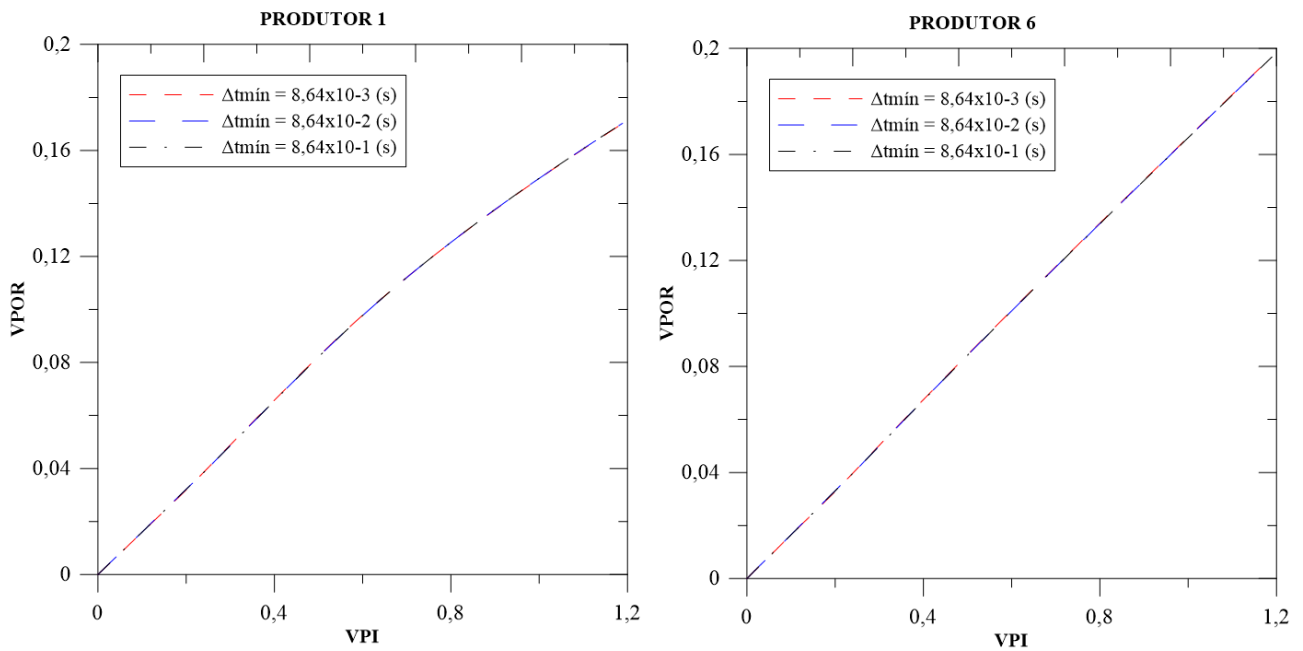
As curvas da Figura 4.1 permitem verificar que houve uma diferença em termos de recuperação referente ao refinamento para cada poço produtor.

O poço produtor 3 mostrou melhores resultados para a malha 40x20, enquanto que para o poço produtor 6, a malha mais refinada mostrou um melhor resultado, malha 100x50.

Dessa forma, considerando que um maior refinamento do reservatório permite uma melhor solução numérica e que os tempos de simulações dos refinamentos foram semelhantes, de 10 a 15 minutos por simulação, decidiu-se utilizar o modelo mais refinado, com 100x50 blocos, um total de 5 000 volumes elementares.

Os resultados da avaliação do incremento de tempo mínimo inicial para as simulações, com o *range* utilizado como indica a Tabela 3.2, não mostraram relevância significativa, como pode ser visto na Figura 4.2 dos gráficos de VPI *versus* VPOR dos poços produtores 1 e 6, onde as curvas referentes aos resultados se sobrepõem. Portanto, foi definido utilizar o $\Delta t_{\min} = 8,64 \times 10^{-3}$, em segundos.

Figura 4.2 - Estudo do diferencial de tempo mínimo inicial para os poços produtores 1 e 6.

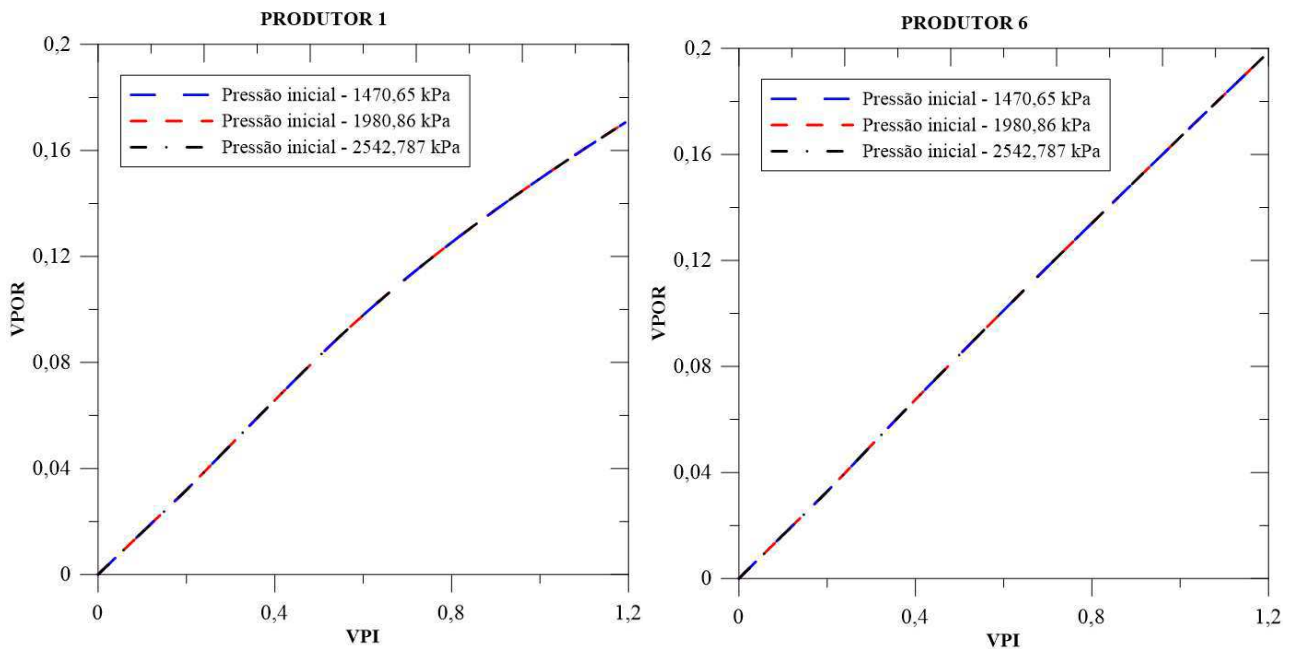


Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

No que concerne à pressão inicial do reservatório, foram tomados os valores da Tabela 3.2, com uma pressão menor, uma pressão intermediária e uma alta pressão no reservatório.

Assim, os gráficos da Figura 4.3 apresentam as curvas da variação das pressões iniciais do reservatório para os poços produtores 1 e 6, tomados como para elaboração das curvas de VPOR *versus* VPI devido à localização dos poços, onde ambos são influenciados por um poço injetor diretamente.

Figura 4.3 - Estudo da pressão inicial para os poços produtores 1 e 6.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

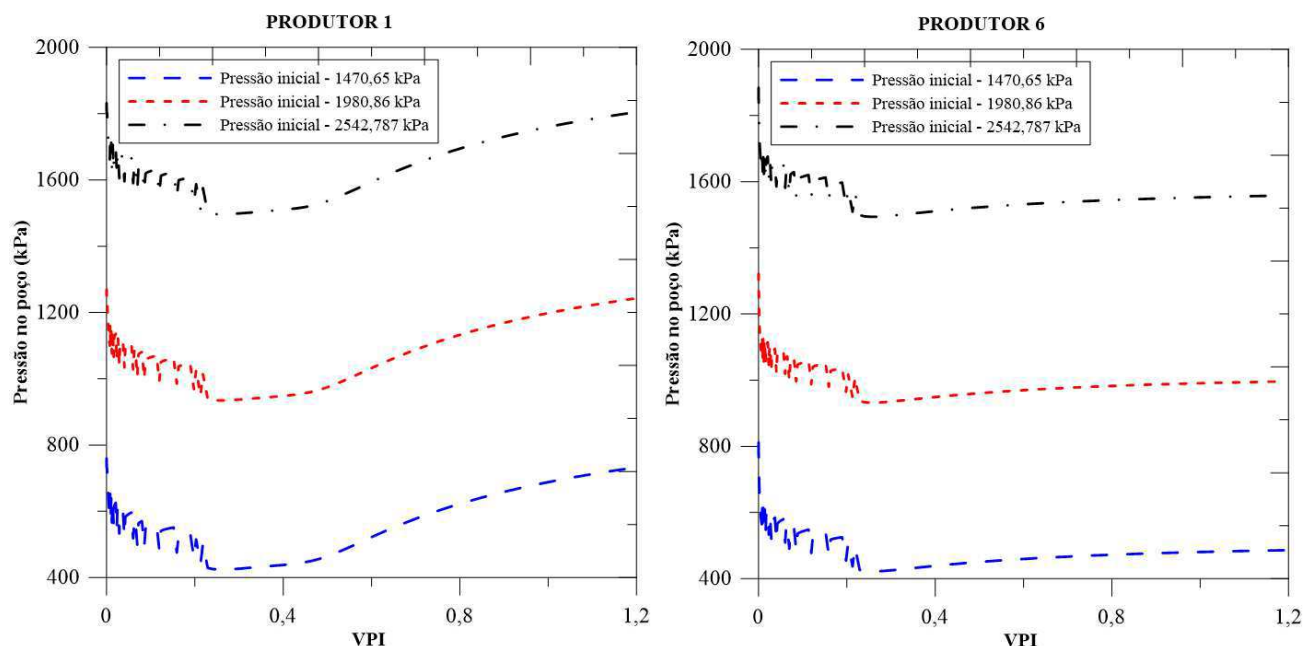
Na Figura 4.3 pode-se observar que a pressão inicial não teve influência significativa na recuperação do reservatório. Deve-se considerar que isto se deve ao fato de o reservatório apenas produzir a partir da injeção de água, uma vez que, na simulação, a formação não teve uma fase de produção primária, pois o reservatório contém óleo pesado e água.

Ou seja, a energia primária não foi suficiente para permitir a produção do reservatório com essas características de meio poroso e fluido definido, e com utilização do modelo numérico que o descreve.

A Figura 4.4 ilustra as curvas de VPI *versus* pressão no poço, para os produtores 1 e 6, onde verifica-se que as pressões se conservam no meio poroso e no que diz respeito igualmente à pressão nos poços.

Desta forma, a partir das Figuras 4.3 e 4.4 decidiu-se por utilizar a pressão intermediária, 1980,86 kPa (287,3 psi), para as simulações das análises de parâmetros. Portanto, para as simulações posteriores, com avaliação da influência da permeabilidade absoluta do meio, do grau API do óleo e da vazão de injeção, foi definida uma malha de 100x50, $\Delta t_{\min} = 8,64 \times 10^{-3}$ segundos e pressão inicial no reservatório de 1980,86 kPa.

Figura 4.4 - Pressão nos poços produtores 1 e 6 em função do VPI para diferentes pressões iniciais no reservatório.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

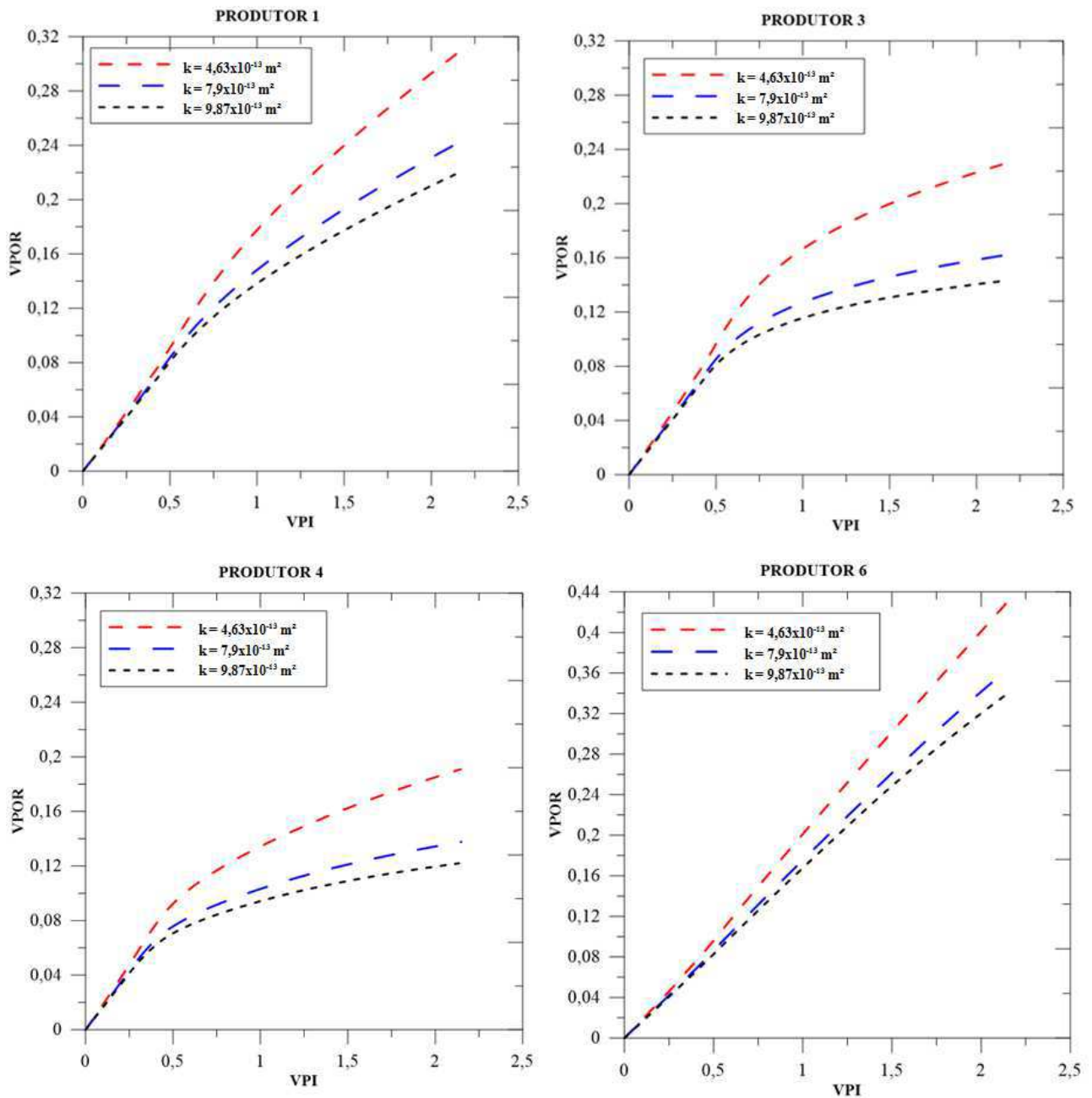
4.2 Casos estudados

4.2.1 Efeito da permeabilidade absoluta da rocha na recuperação de óleo

Para analisar a influência da permeabilidade absoluta do meio poroso na recuperação de óleo, foram fixados os valores de vazão de injeção de água em 450 m³/dia, que é a vazão máxima utilizada, e o grau API do óleo em 18°API, variando a permeabilidade absoluta em $k = 4,63 \times 10^{-13}$ m² (500 mD), $k = 7,9 \times 10^{-13}$ m² (800 mD) e $k = 9,87 \times 10^{-13}$ m² (1000 mD). Dessa forma, analisados dados dos casos 19, 22 e 25, a partir de gráficos de VPI *versus* VPOR (Figura 4.5) e gráficos de corte de água no tempo (Figura 4.6), para cada poço produtor.

Verificando as curvas dos gráficos da Figura 4.5, para cada poço produtor, é perceptível identificar a forte influência da permeabilidade absoluta do meio poroso no processo de injeção de água, tanto na recuperação de óleo quanto no volume poroso injetado, ou seja, na distribuição e avanço da água injetada no reservatório que empurra o óleo para os poços produtores.

Figura 4.5 - Estudo da influência da permeabilidade absoluta da rocha na recuperação de óleo para os poços produtores 1, 3, 4 e 6.

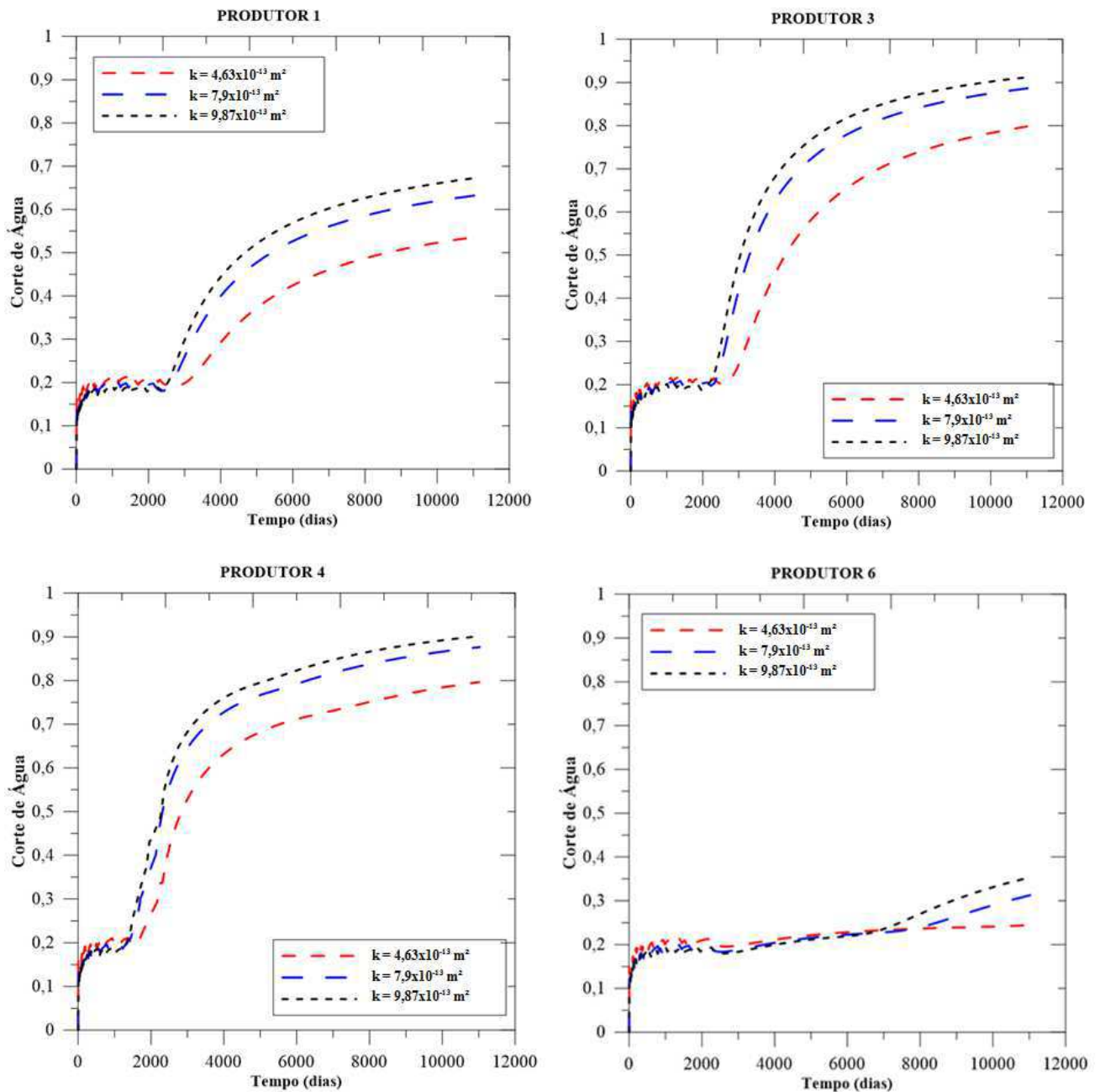


Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Cabe enfatizar que, nos resultados mostrados na Figura 4.5, a vazão de injeção é fixa em 450 m³/dia, portanto, com esta vazão e para um óleo pesado (18°API), a menor permeabilidade absoluta da formação apresentou melhores condições de recuperação de óleo para todos os produtores, com VPOR final por VPI variando entre cerca de 0,22 e 0,42 (de 20 a 40% de recuperação), dependendo da localização dos poços.

A Figura 4.6 traz as curvas de corte de água para os poços produtores 1, 3, 4 e 6, onde se verifica maiores percentuais de cortes de água para reservatórios com maiores permeabilidades absoluta e para os produtores mais próximos dos injetores.

Figura 4.6 - Estudo da influência da permeabilidade absoluta da rocha na produção de água.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Um aspecto relevante para análise é a localização dos poços. Tanto em relação à recuperação de óleo quanto para a produção de água. Pode-se observar que os poços 3 e 4

recebem influência direta dos dois poços injetores, e menor distância entre os poços, porém, mostraram menor eficiência de recuperação mesmo para o menor valor de permeabilidade absoluta. Enquanto que os poços 5 e 6, com influência direta do injetor 2, e com maiores distâncias entre estes, apresentaram melhores índices de recuperação por volume poroso injetado.

Em vista dessas perspectivas, identifica-se que, para o modelo de reservatório utilizado no estudo e o óleo presente na formação, a permeabilidade absoluta de $4,93 \times 10^{-13}$ m² (500 mD) mostrou-se a mais satisfatória para o processo de injeção de água, com uma distância entre poços produtores e injetores acima de 500 metros, para reduzir os efeitos da ocorrência de *fingers* viscosos.

4.2.2 Efeito da densidade do óleo (Grau API) na recuperação de óleo

As propriedades dos fluidos contidos no reservatório, aliada as características do meio são de extrema relevância quando da aplicação de projeto de recuperação, sejam métodos convencionais ou métodos especiais. Quando se trata de óleo pesado, cuja viscosidade é muito maior do que a da água, estudos de simulação de reservatório devem considerar seu efeito.

É sabido que viscosidade e permeabilidades relativas determinam a razão de mobilidade entre fluido deslocante e fluido deslocado e, portanto, a eficiência do processo de recuperação. Dessa forma, o presente estudo considerou verificar a influência da densidade do óleo, grau API, no reservatório definido, com análises a partir de gráficos do VPI *versus* o VPOR (Figura 4.7) e gráficos da produção de água no tempo, corte de água (Figura 4.8).

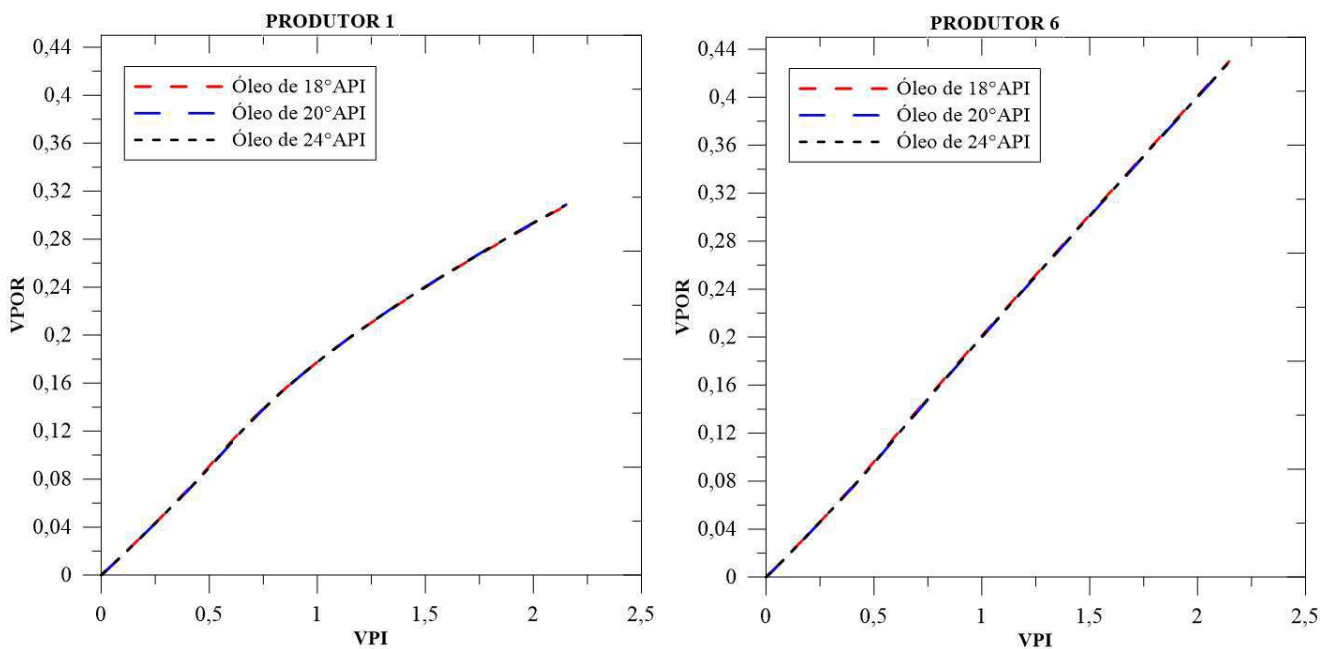
Na produção de água, foram analisados os dados dos poços produtores 1 e 6, cuja decisão deve-se ao fato dos produtores 1 e 2 terem apresentado resultados similares, pela sua localização, bem como os poços 5 e 6. Os poços 3 e 4 se encontram em uma posição onde recebem influência direta dos dois injetores, com a menor distância entre os poços e apresentaram VPOR reduzidos e maiores produções de água, como discutido no tópico 4.2.1, mas não apresentaram influência da densidade do óleo, assim como os demais.

Dessa forma, na pesquisa em tela foi variado o grau API em 18°API, 20°API e 24°API, que segundo ANP/Brasil, Tabela 2.2, óleo com 18 ou 20°API é considerado óleo

pesado, e 24°API óleo médio, para comparar estas densidades de óleo, a partir dos resultados das simulações. Os resultados utilizados para avaliar os efeitos do grau API do óleo do reservatório foram dos casos 19, 20 e 21, fixando a permeabilidade absoluta em $4,93 \times 10^{-13} \text{ m}^2$ (500 mD) e vazão de injeção de água em 450 m³/dia, a maior vazão injetada.

Por meio dos gráficos da Figura 4.7, observa-se que a variação do grau API do óleo, com a faixa de valores utilizados nas análises, não apresentou efeito significativa para a recuperação de óleo, bem como no avanço da água injetada, deslocamento de água, dentro do meio poroso, pois, verifica-se que as curvas dos gráficos se sobrepõem.

Figura 4.7 - Estudo da influência do grau API na recuperação de óleo.

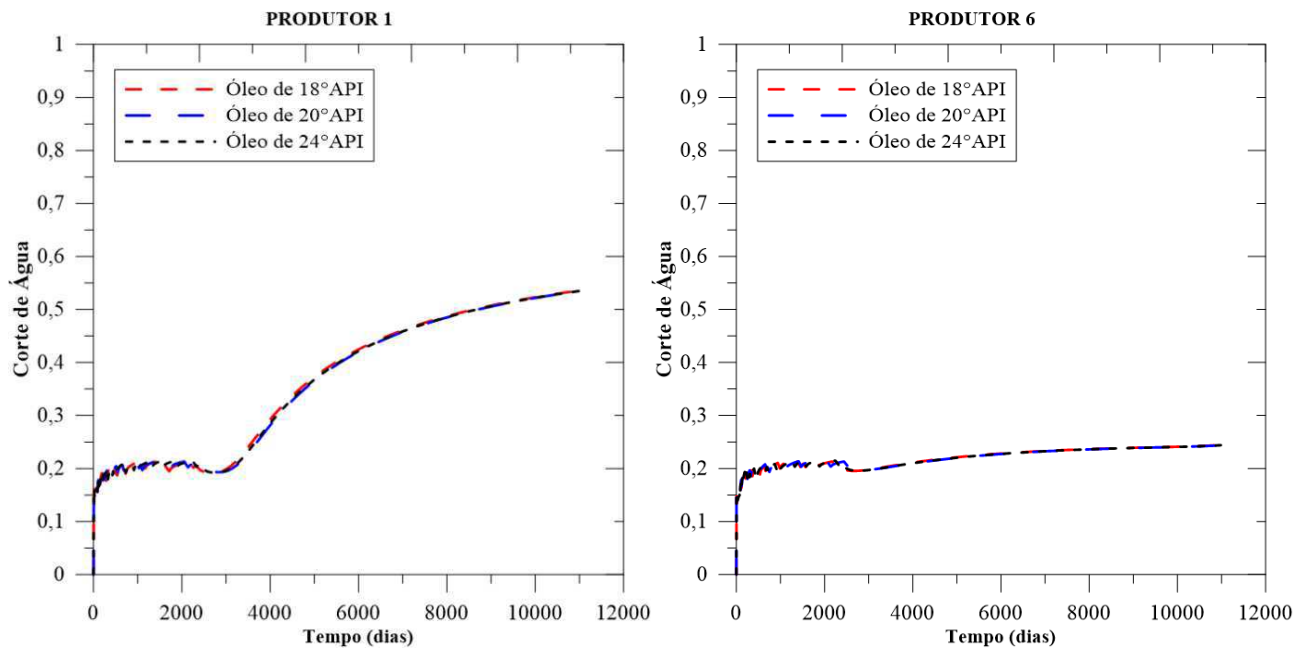


Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Igualmente à recuperação de óleo, a produção de água não apresentou influência relevante com a alteração no grau API do óleo, como pode ser observado nos gráficos da Figura 4.8, para os poços produtores 1 e 6, igualmente para os demais poços.

Para os produtores não houve mudança na curva de corte de água no tempo com a redução da densidade do óleo. Em relação aos poços 1 e 6, este último mostrou-se mais adequado, com menor produção de água devido à sua localização, que será discutida na seção seguinte. O estudo da influência da vazão de água injetada foi aliado à discussão referente ao arranjo dos poços no reservatório, devido aos resultados mostrados até o momento.

Figura 4.8 - Estudo da influência do grau API do óleo na produção de água.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

4.2.3 Efeito da vazão de injeção de água e localização dos poços na recuperação do óleo

A vazão injetada no reservatório corresponde à carga que é inserida no processo para produção de óleo, pois age na pressurização da formação petrolífera e no deslocamento de fluidos através dos espaços vazios entre os poros até os poços produtores.

A saturação de água no reservatório está ligada ao fluxo fracionário, ao avanço da frente de água que empurra o banco de óleo e as eficiências de varrido e deslocamento (ou eficiência volumétrica), como discutido na fundamentação teórica. Assim, o aumento da saturação de água no meio poroso, com o tempo e vazão de injeção, permite que uma maior porção do óleo seja recuperada até atingir o *breakthrough*, onde, a partir do qual, há o aumento significativo da produção de água até inviabilizar o projeto de injeção.

Portanto, é comum em projetos de injeção de água, e em outros métodos de recuperação de óleo como injeção de vapor, injeção de polímero e injeção de gás miscível, a realização de estudos da vazão de injeção, posto que, dependendo dos objetivos do projeto de recuperação, se conceba um projeto com uma maior injeção de carga para obter fluxo de caixa

mais rapidamente ou se decida por uma vazão branda, mas constante, que permita uma estabilidade na recuperação de óleo por um tempo maior de projeto.

Outro fator crucial em projetos de recuperação suplementar é a localização dos poços. O arranjo de poços, injetores e produtores, no reservatório é um aspecto determinante para eficiência e viabilidade do projeto.

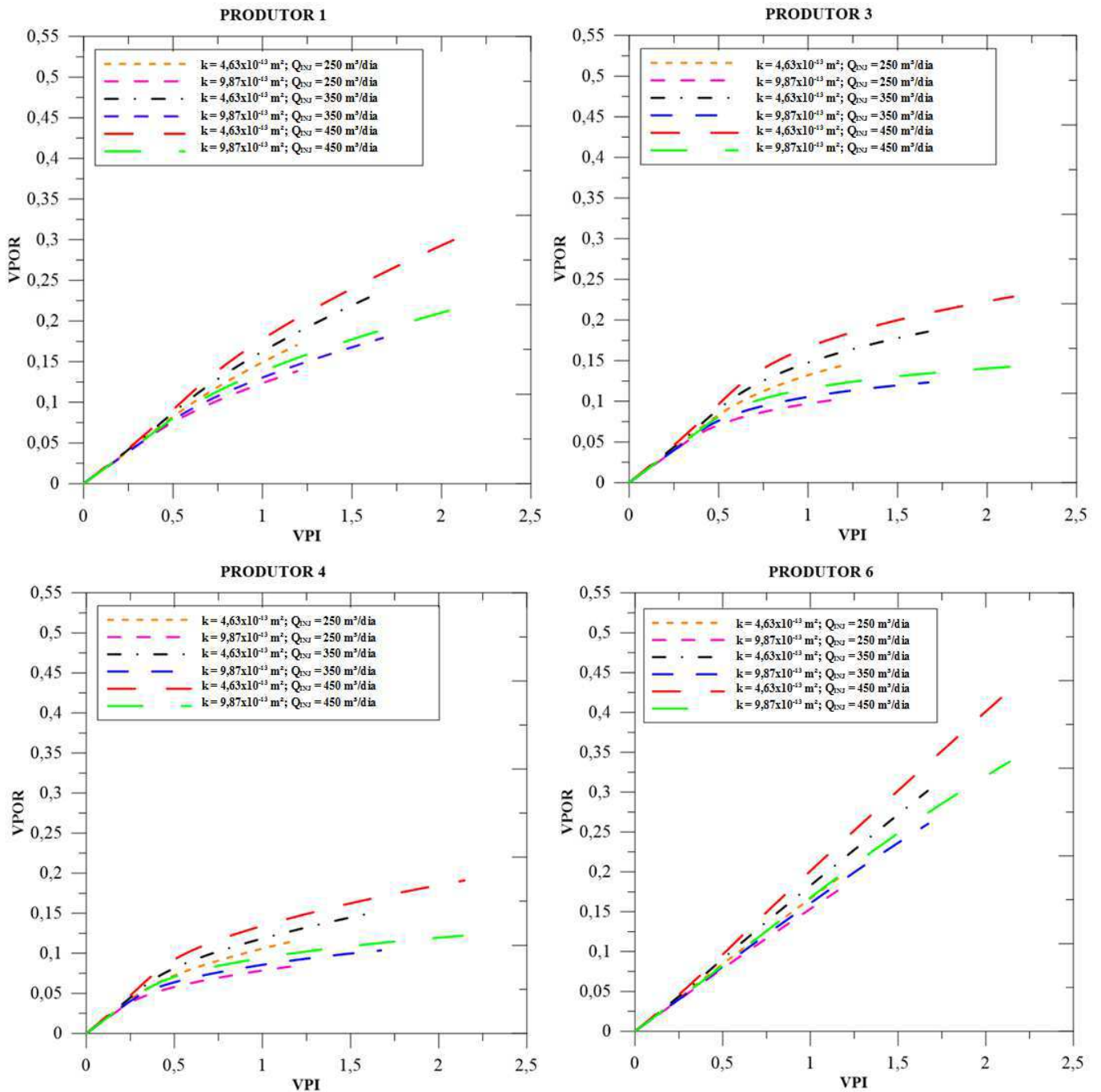
O estudo da localização adequada dos poços deve ser consistente com o aumento da produtividade, na recuperação de óleo, se utilizando do mínimo de recursos (água injetada) e condizente com o conhecimento do reservatório, de forma a aproveitar as características dos fluidos e da rocha produtora a favor do processo de recuperação.

Partindo das concepções expostas, buscou-se discutir a atuação da vazão de água injetada no reservatório em estudo, utilizando, para tanto, gráficos de recuperação de óleo, VPI *versus* VPOR, gráficos de produção de água com o corte de água no tempo, gráficos de pressão nos poços e mapas de pressão no reservatório e saturação de água. Aliada a estas análises, estão os aspectos referentes à localização dos poços, que se utiliza dos mesmos resultados e recursos de análises.

O tempo de injeção de água foi fixado em 30 anos (10 950 dias), e, de acordo com as análises da influência da permeabilidade absoluta e do grau API do óleo, foi utilizada a menor permeabilidade absoluta (k), $4,93 \times 10^{-13} \text{ m}^2$ (500 mD), que apresentou melhores resultados e a maior permeabilidade $k = 9,87 \times 10^{-13} \text{ m}^2$ (1 000 mD), a qual influenciou negativamente na produção de óleo, com variações da vazão de injeção. A densidade do óleo foi fixada, tomando o óleo com 18°API , que não teve influência no processo.

Assim, os gráficos da Figura 4.9 trazem as curvas de VPI *versus* VPOR dos poços 1, 3, 4 e 6, variando a vazão de injeção e a permeabilidade absoluta do meio, com resultados dos casos 1, 7, 10, 16, 19 e 25, comparativamente, para os poços produtores definidos.

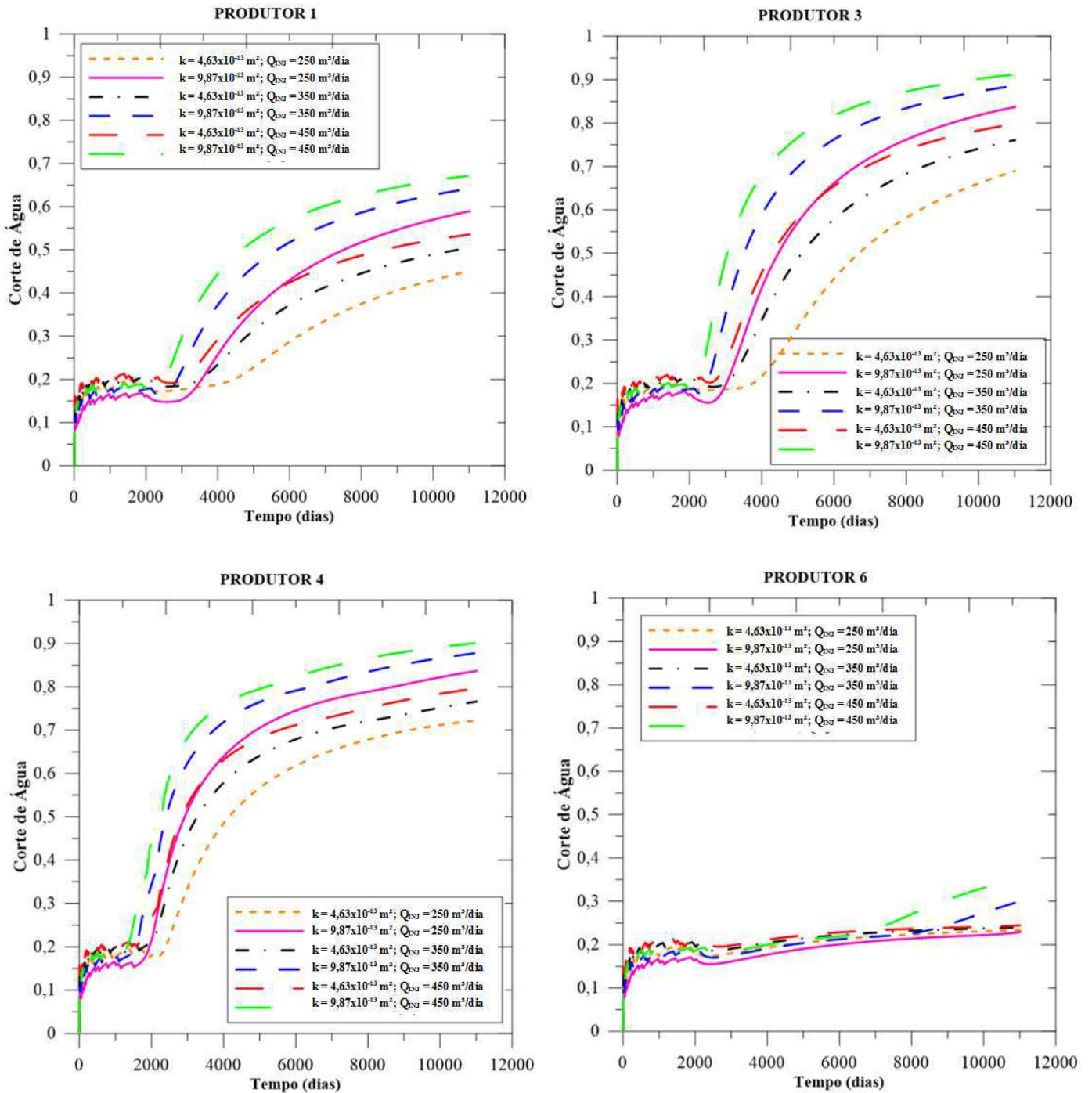
Figura 4.9 - Estudo da influência da vazão de injeção na recuperação de óleo com gráficos de VPI versus VPOR.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Analogamente, na Figura 4.10 estão representadas as curvas de corte de água no tempo, para os poços 1, 3, 4 e 6, variando vazão de injeção e permeabilidade absoluta, com os mesmos casos utilizados nos gráficos da Figura 4.10.

Figura 4.10 - Estudo da influência da vazão de injeção na produção de água com o tempo.

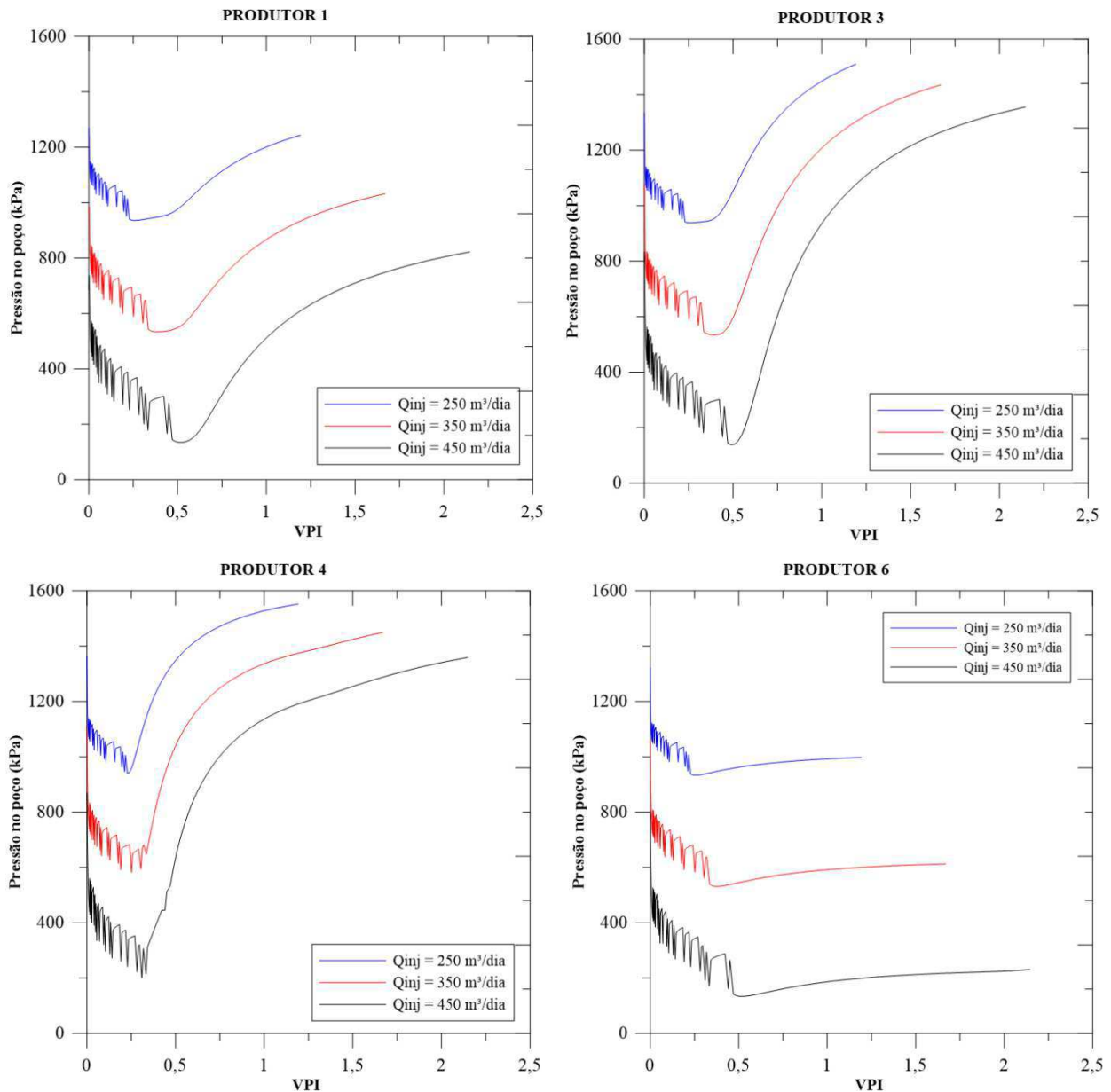


Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

É possível observar nos gráficos que o tempo de injeção, com as vazões utilizadas, não foi suficiente para estabilizar a produção de óleo, cabendo um aumento de vazão ou aumento de tempo de projeto. O arranjo dos poços no reservatório, é um ponto fundamental para estudo e otimização, aliado à vazão de injeção adequada e a condição de permeabilidade

absoluta satisfatória. A Figura 4.11 apresenta a pressão nos poços 1, 3, 4 e 6 pelo VPI, com a variação de vazão de injeção, para o menor valor de permeabilidade absoluta.

Figura 4.11 - Estudo da influência da vazão de injeção na pressão nos poços 1, 3, 4 e 6.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

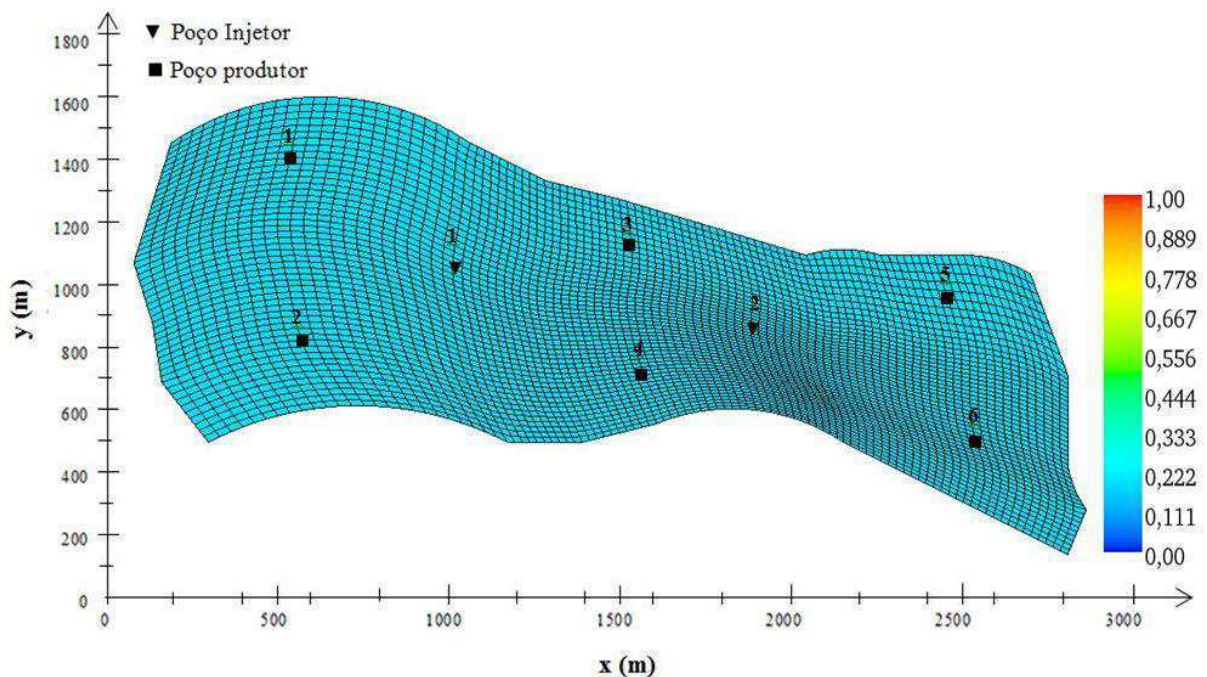
Um aspecto importante a ser discutido é a influencia da permeabilidade, comparativamente à vazão de injeção, em relação não apenas ao VPOR que se refere à recuperação de óleo, mas, e principalmente ao VPI, que indica o quanto de água percorreu o reservatório no tempo de injeção. Assim, o aumento de vazão aliado a uma permeabilidade adequada do meio, e, por conseguinte, a localização dos poços, pode trazer uma condição

bastante favorável à recuperação do óleo do reservatório com as características estudadas, contendo óleo pesado.

Observa-se que, nas curvas de corte de água, os poços com maior produção de água foram os poços 3 e 4, e as condições de maior produção de água foram com a maior vazão de injeção aliada à maior permeabilidade absoluta. No entanto, no produtor 6, o corte de água manteve-se estável, e não atingiu o *breakthrough* como nos demais poços, que atingiram o *breakthrough* a partir de 2 000 dias de produção (cerca de 5,5 anos de injeção). O poço 6 apresentou uma menor pressão, diferente dos demais, devido à produção de fluidos.

Para a configuração de poços, injetores e produtores definida no estudo, como indica as Tabelas 3.5 e 3.6, com as informações de coordenadas dos poços e distâncias entre produtores e injetores, bem como a Figura 3.11 que mostra a localização dos poços no reservatório, é possível verificar a influência do arranjo das malhas na recuperação de petróleo. A Figura 4.12 mostra o mapa da saturação de água inicial no reservatório.

Figura 4.12 – Saturação de água inicial no reservatório.



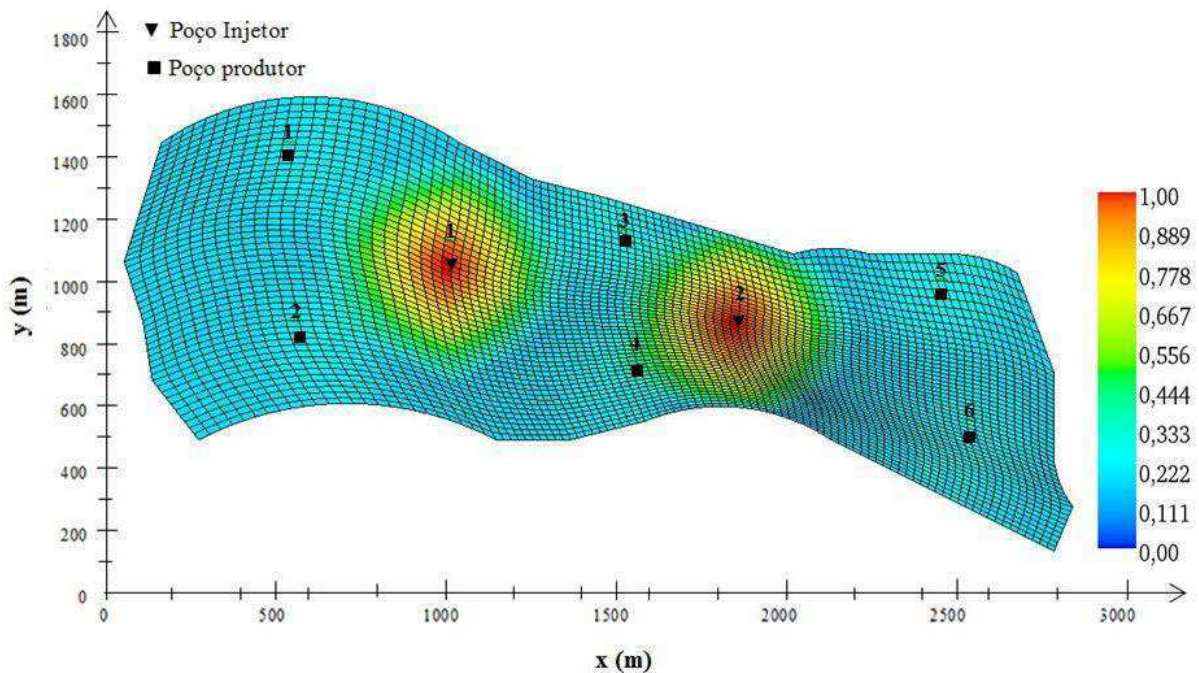
Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

A saturação inicial de água é de 20%, com 80% de óleo, na formação produtora. Analisando a condição do reservatório com a injeção de água, foram definidas dois tempos de

processo para cada vazão de injeção, com 10 anos de injeção (3 650 dias) e 30 anos (10 950 dias) no final do processo.

As Figuras 4.13 e 4.14 apresentam os mapas de saturação de água para 10 e 30 anos, respectivamente, do caso 1, com vazão de injeção de 250 m³/dia, permeabilidade absoluta de 4,93x10⁻¹³ m² (500 mD) e óleo de 18°API.

Figura 4.13 – Saturação de água no reservatório do Caso 1 para 10 anos de injeção.



Elaborado pelo autor (2016).

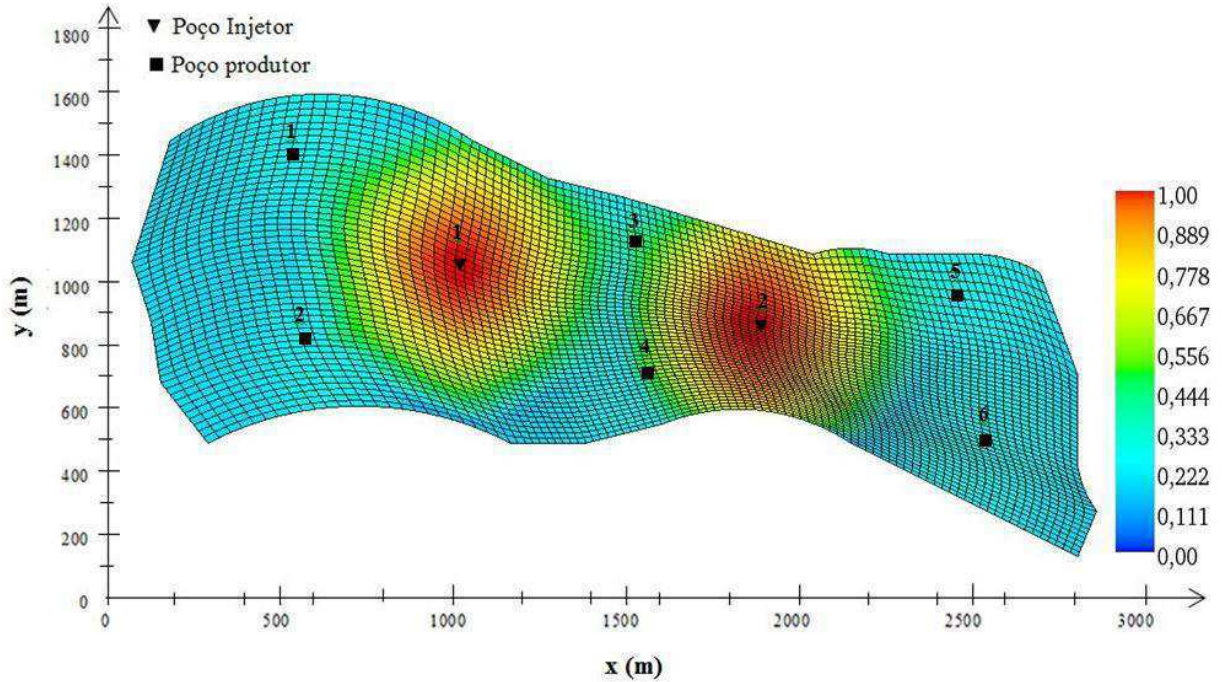
No mapa da Figura 4.13 é possível verificar que, ao longo do tempo, a saturação de água aumenta no reservatório, a partir dos poços injetores, de forma gradual, à medida que a água vai se deslocando e empurrando o óleo até os poços produtores.

A região em azul é onde se acumula óleo, com até 80% de óleo, principalmente, onde se encontram os poços produtores 1, 2, 5 e 6. Os poços produtores 3 e 4, mais próximos dos poços injetores, são atingidos mais rapidamente pela frente de avanço da água.

É necessário salientar que para o em tela, caso 1, a menor vazão de injeção de água com 250 m³/dia não apresenta um varrido considerável em 10 anos de injeção, trazendo a possibilidade de aumento dessa vazão injetada ou aumento do tempo de projeto. A Figura

4.14 ilustra este fato, quando apresenta a saturação de água no final do projeto, com 30 anos de injeção.

Figura 4.14 – Saturação de água no reservatório do Caso 1 para 30 anos de injeção.



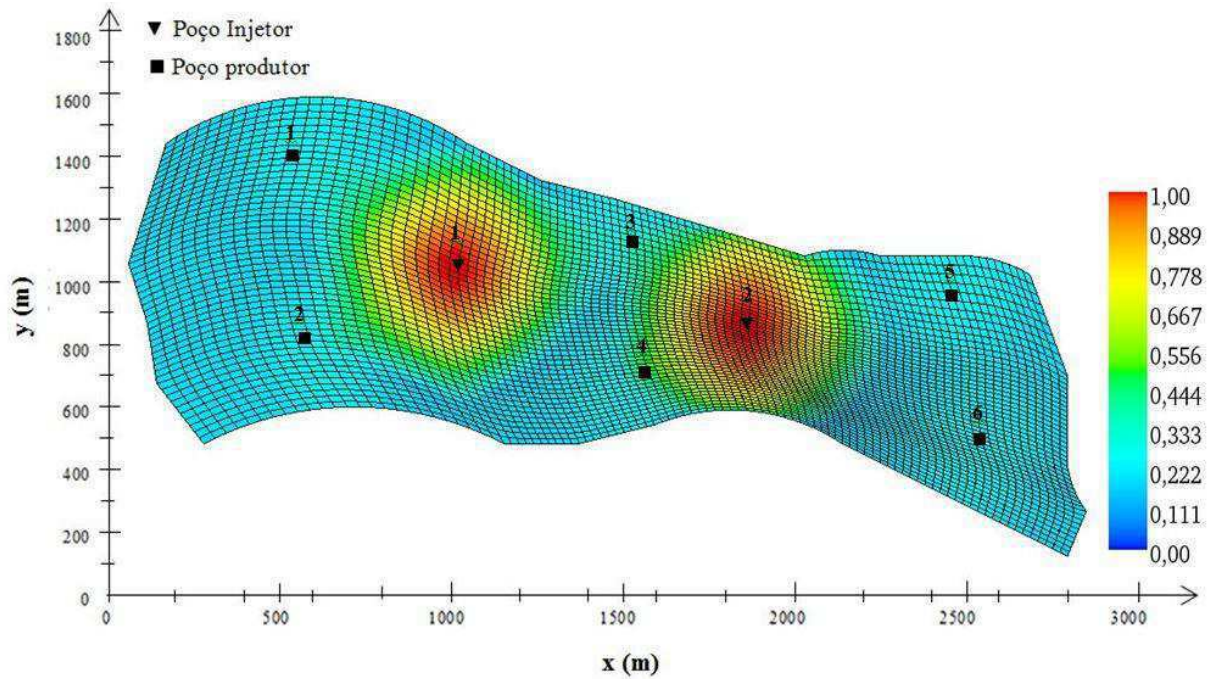
Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Com 30 anos de injeção de água, mesmo para a menor vazão de injeção, a água consegue deslocar o óleo para os poços produtores e aumentar a pressão no reservatório de forma a permitir o aumento da produção de óleo. No entanto, a medida que se afasta dos poços injetores, o óleo fica retido no reservatório, com possibilidade de aumento da vazão de injeção para aumentar a área varrida até deslocar o óleo para os poços mais distantes do injetores, os poços produtores 1, 2, 5 e 6.

Este fato ocorre para poços com injeção de 250 m³/dia que, por meio dos gráficos de VPI *versus* VPOR discutidos anteriormente, verifica-se que essa vazão não foi suficiente para que a água varresse o reservatório de forma eficiente, com baixos valores tanto de Volume Poroso Injetado (VPI) quanto de Volume Poroso de Óleo Recuperado (VPOR).

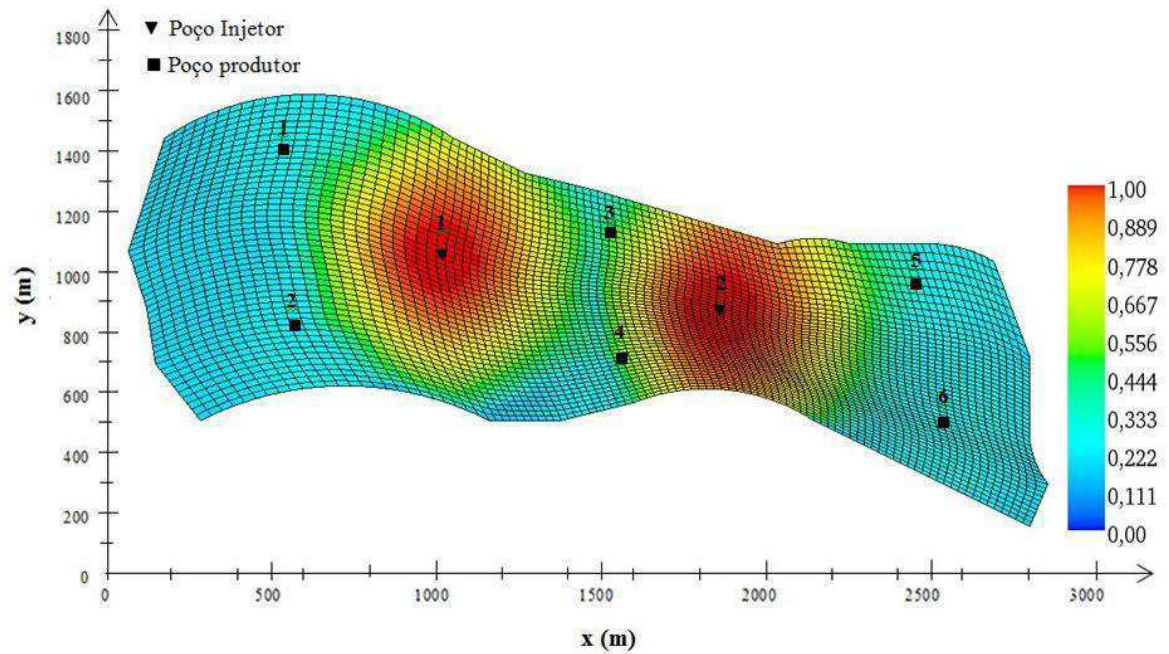
Por esta razão, as Figuras 4.15 e 4.16 apresentam os resultados de mapas de saturação de água, em 10 e 30 anos de injeção, para o caso 19, com a maior vazão de injeção, 450 m³/dia e permeabilidade absoluta de 4,93x10⁻¹³ m² (500 mD).

Figura 4.15 – Saturação de água no reservatório do Caso 19 para 10 anos de injeção.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Figura 4.16 – Saturação de água no reservatório do Caso 19 para 30 anos de injeção.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

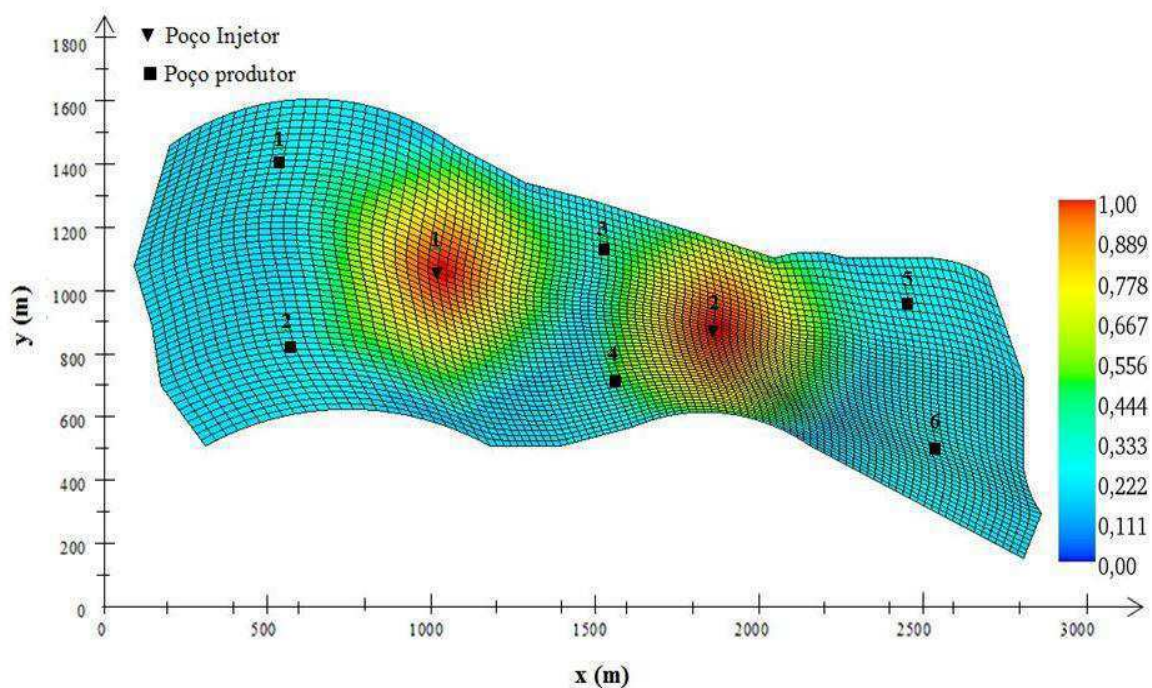
O mapa de 10 anos de injeção, com vazão de 450 m³/dia, mostra uma maior área varrida pela água, se comparado com o mapa da Figura 4.12, no mesmo tempo. Porém, as

regiões atingidas são as mesmas, dos poços injetores a água se desloca no reservatório ainda sem varrer as regiões a leste e oeste do reservatório, retendo o óleo no sentido dos poços produtores 1 e 2 a oeste, e dos poços produtores 5 e 6 ao leste.

A irregularidade do reservatório contribui para os resultados mostrados nas figuras, onde as regiões mais distantes dos poços injetores formam áreas com maior banco de óleo, possibilitando, assim, a perfuração de poços produtores nessas regiões, de alta pressão e para onde o óleo está sendo empurrado, de forma a tirar vantagens da geometria da formação produtora, como é o caso dos poços produtores 5 e 6.

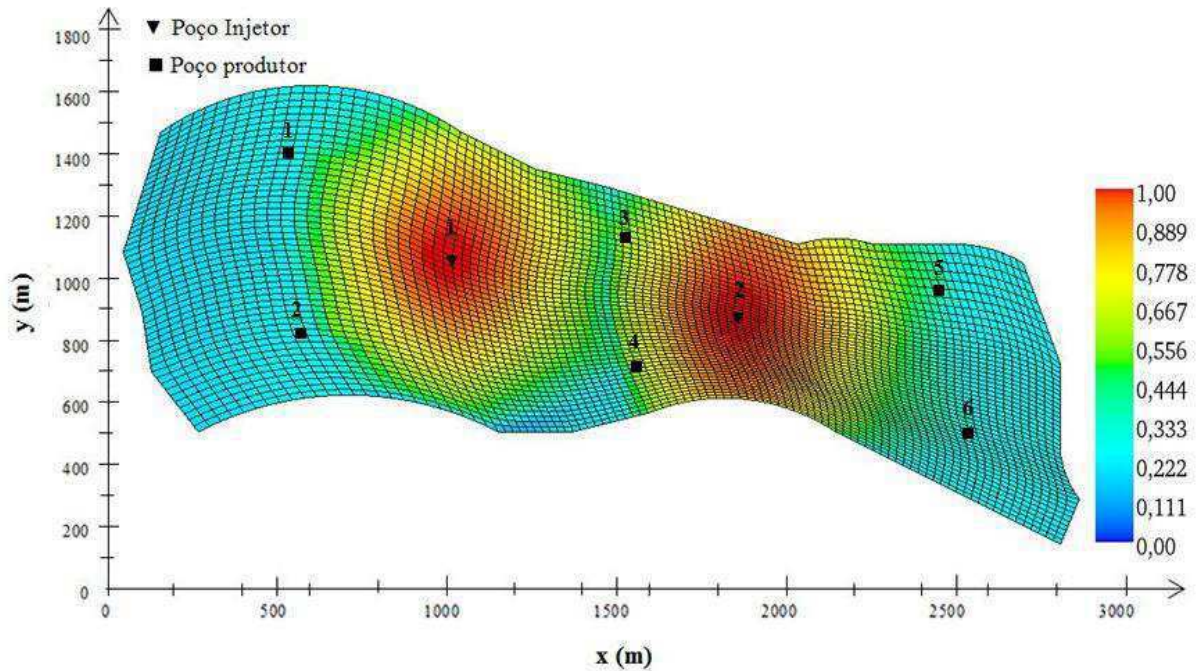
Avaliando os mapas de saturações, observa-se que, para melhor analisar o processo de injeção, cabe verificar os mapas de saturações de água para a injeção de 450 m³/dia com a maior permeabilidade, e compreender os gráficos discutidos de corte de água no tempo e VPI por VPOR. Dessa forma, as Figuras 4.17 e 4.18 apresentam os mapas de saturação de água, para 10 e 30 anos de injeção, respectivamente, do caso 25, com óleo de 18°API, vazão de 450 m³/dia e permeabilidade de $9,87 \times 10^{-13}$ m² (1 000 mD).

Figura 4.17 – Saturação de água no reservatório do Caso 25 para 10 anos de injeção.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Figura 4.18 – Saturação de água no reservatório do Caso 25 para 30 anos de injeção.



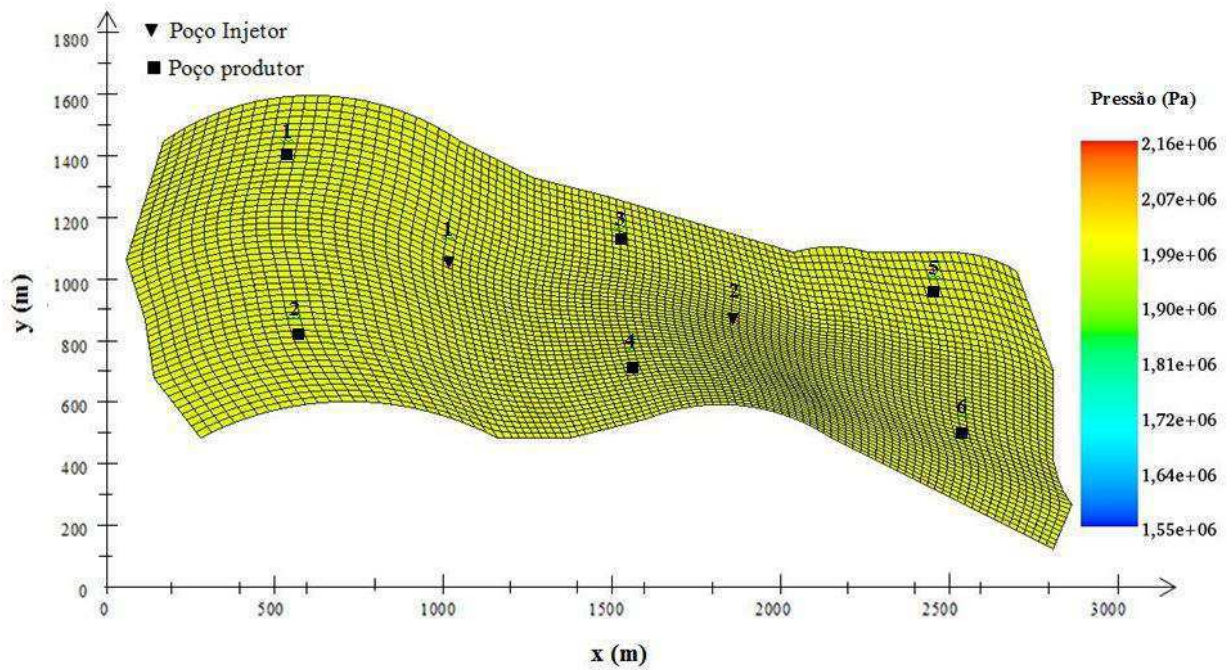
Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Comparando os mapas das Figuras 4.15 e 4.16, 4.17 e 4.18, pode-se observar que as regiões varridas pela água foram as mesmas para ambos os casos 19 e 25, nos dois tempos analisados. Porém, para a maior permeabilidade, em 10 anos e, principalmente, 30 anos de injeção, a saturação de água aumentou substancialmente, com a ocorrência de *fingers* mais rápido do que para a menor permeabilidade, sem aumento considerável do VPI e do VPOR, para todos os produtores.

Esses resultados mostram o efeito permeabilidade absoluta do meio poroso que permite que a água se desloque mais rapidamente no reservatório, aliado diferente entre as viscosidades da água e do óleo.

Assim como a saturação de água, a pressão no reservatório foi analisada com mapas, a partir da mesma perspectiva da saturação. A Figura 4.19 mostra o mapa do reservatório com pressão inicial (1980,86 kPa), no início do processo de injeção.

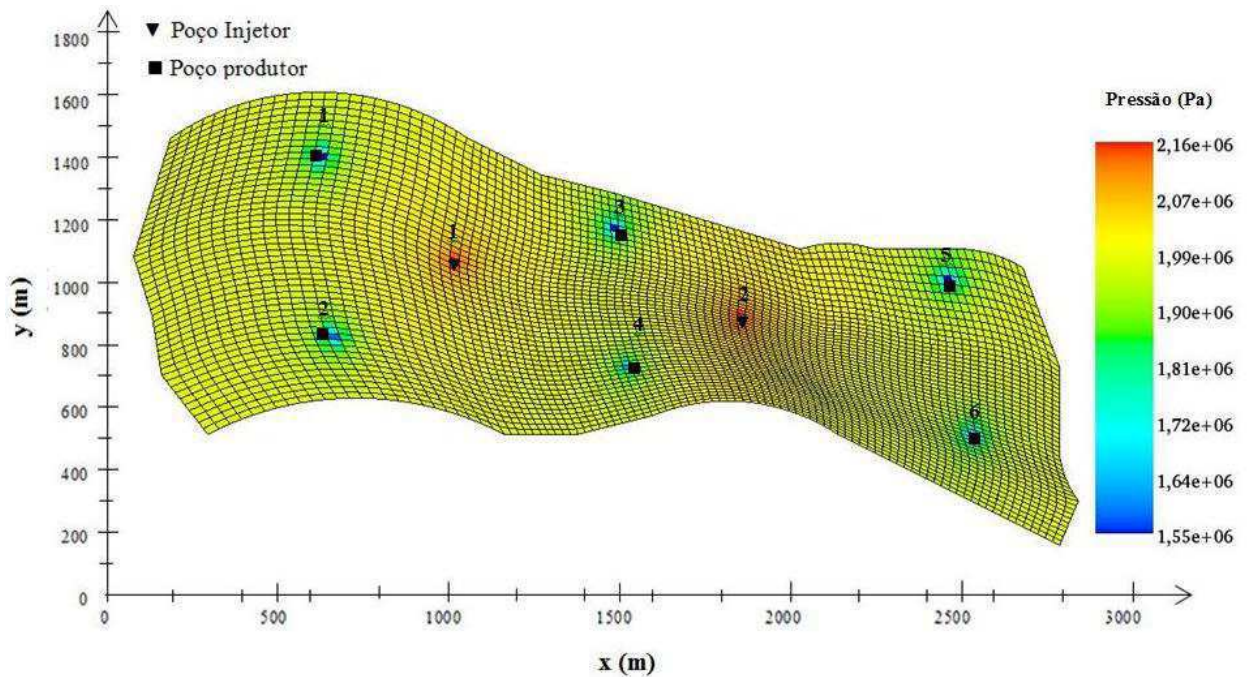
Figura 4.19 – Pressão inicial no reservatório.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

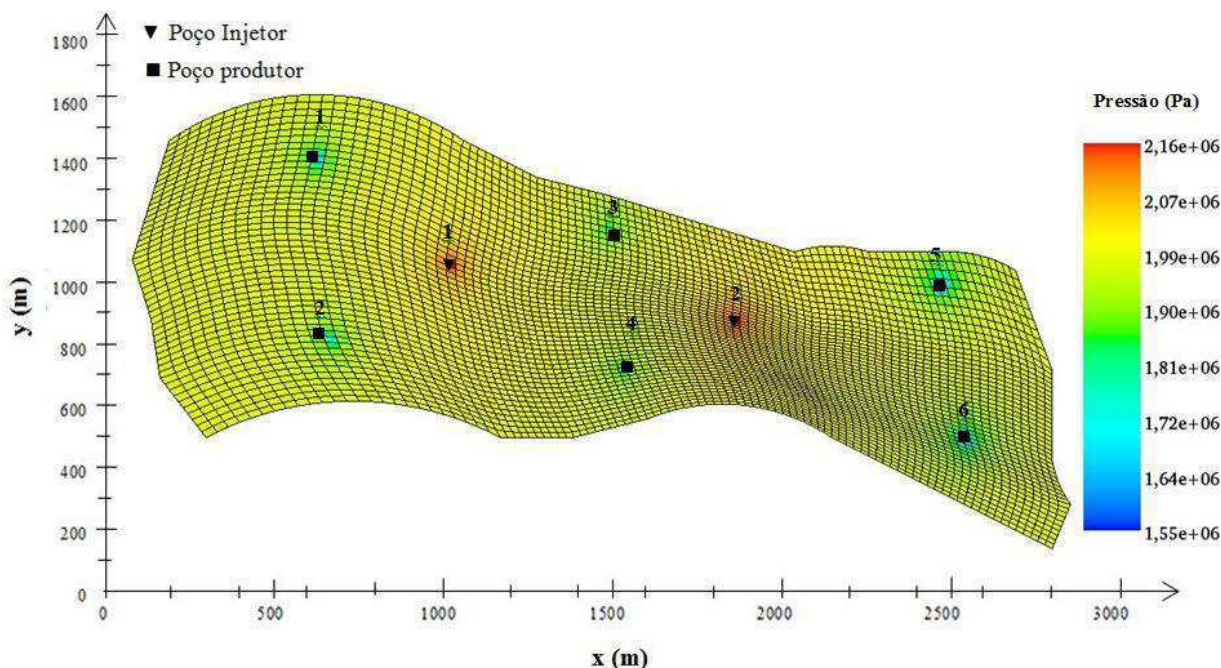
No caso 1, com vazão de 250 m³/dia e permeabilidade de $4,93 \times 10^{-13}$ m² (500 mD), os mapas de pressão para 10 anos e 30 anos de injeção, respectivamente, são mostrados nas Figuras 4.20 e 4.21.

Figura 4.20 – Pressão no reservatório do Caso 1 para 10 anos de injeção.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Figura 4.21 – Pressão no reservatório do Caso 1 para 30 anos de injeção.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

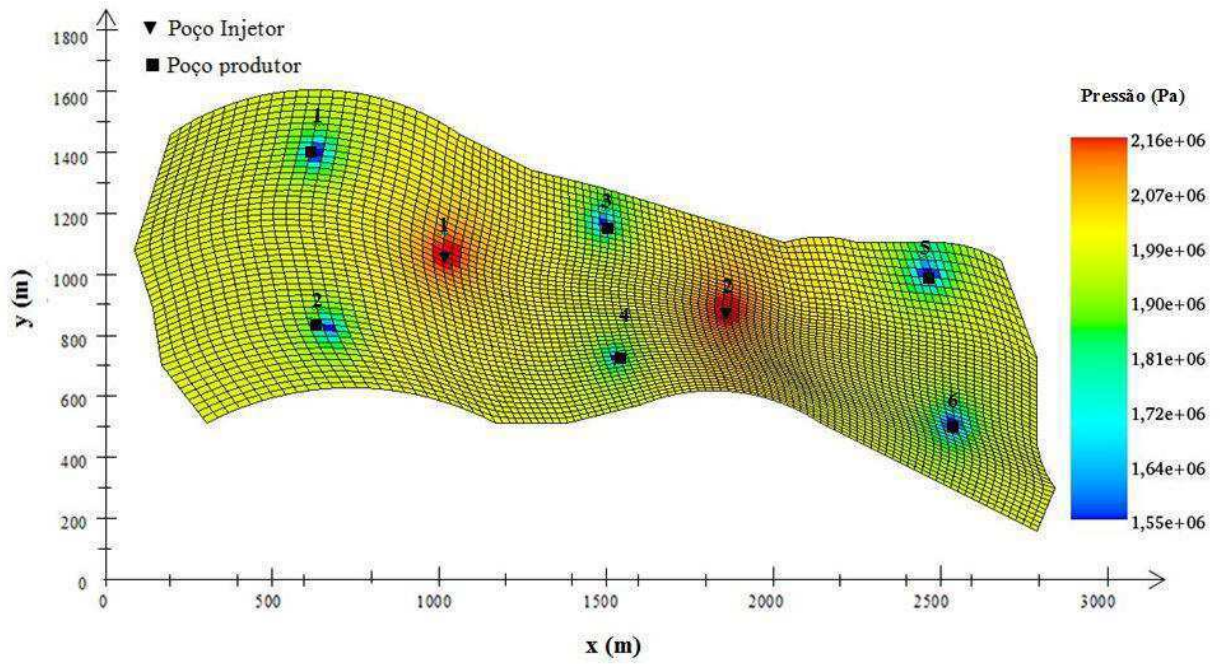
Os mapas de pressão mostraram as linhas de pressão no mesmo sentido e direção das linhas de saturação de água, com maiores pressões na região próxima aos poços injetores e menores pressões próximos aos poços produtores.

De 10 para 30 anos de projeto nota-se uma redução na pressão do reservatório, devido à contínua produção de fluidos, porém não tão acentuada para uma vazão de 250 m³/dia.

Nas Figuras 4.22 e 4.23 estão os mapas de pressão no reservatório do caso 19, com aumento de vazão de injeção para 450 m³/dia e a mesma permeabilidade absoluta ($k = 4,93 \times 10^{-13} \text{ m}^2$), para 10 anos de processo e 30 anos de injeção de água.

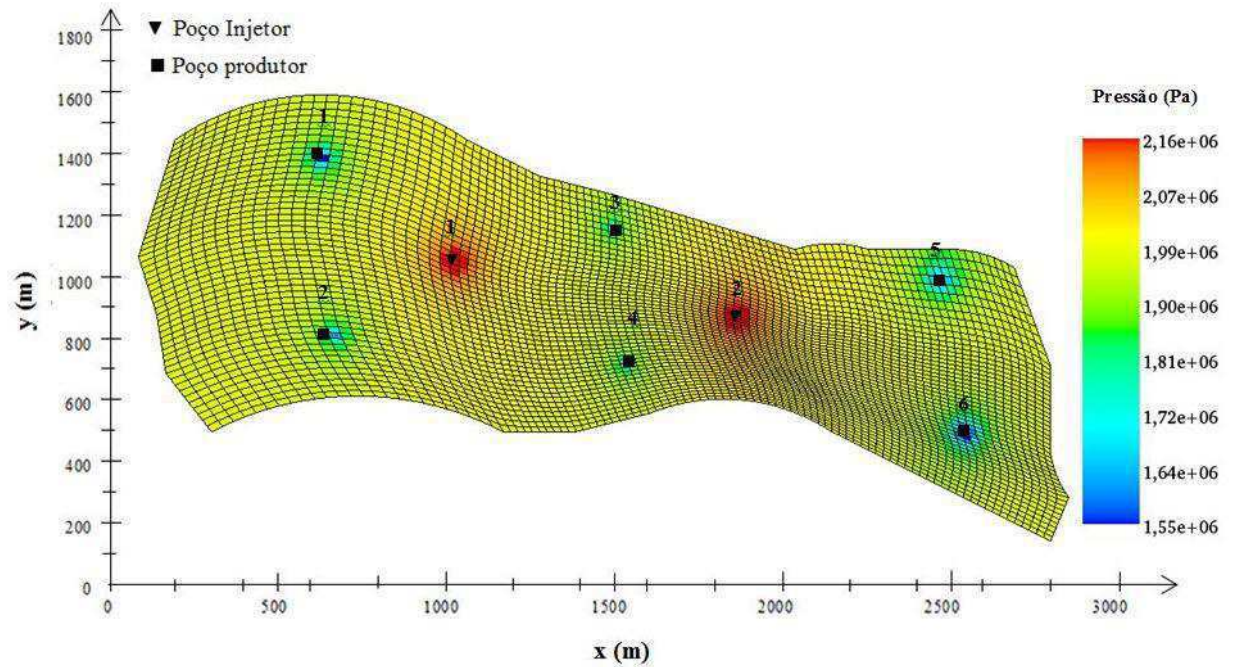
Pode ser observada uma significativa diferença entre os mapas pressão no reservatório, para 10 e 30 anos, com vazões de injeção de 250 m³/dia para vazões de 450 m³/dia. Com o aumento de vazão a pressão é maior no reservatório, e, com pressurização da formação mantida por um tempo mais prolongado, possibilita uma maior produção de fluidos, tanto com recuperação de óleo quanto com área varrida pela água de injeção.

Figura 4.22 – Pressão no reservatório do Caso 19 para 10 anos de injeção.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Figura 4.23 – Pressão no reservatório do Caso 19 para 30 anos de injeção.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

4.2.4 Estudo da otimização do processo de injeção de água

4.2.4.1 Aumento de vazão de injeção

Uma vez que as discussões mostraram, através dos gráficos e mapas, que é possível aumentar a vazão de injeção no reservatório, foi realizada simulação com vazão de 500 m³/dia, com a menor permeabilidade absoluta no reservatório, de $4,93 \times 10^{-13}$ m² (500 mD), para comparar os resultados com os resultados discutidos nas seções anteriores de corte de água no tempo, VPI por VPOR e mapas de saturação de água.

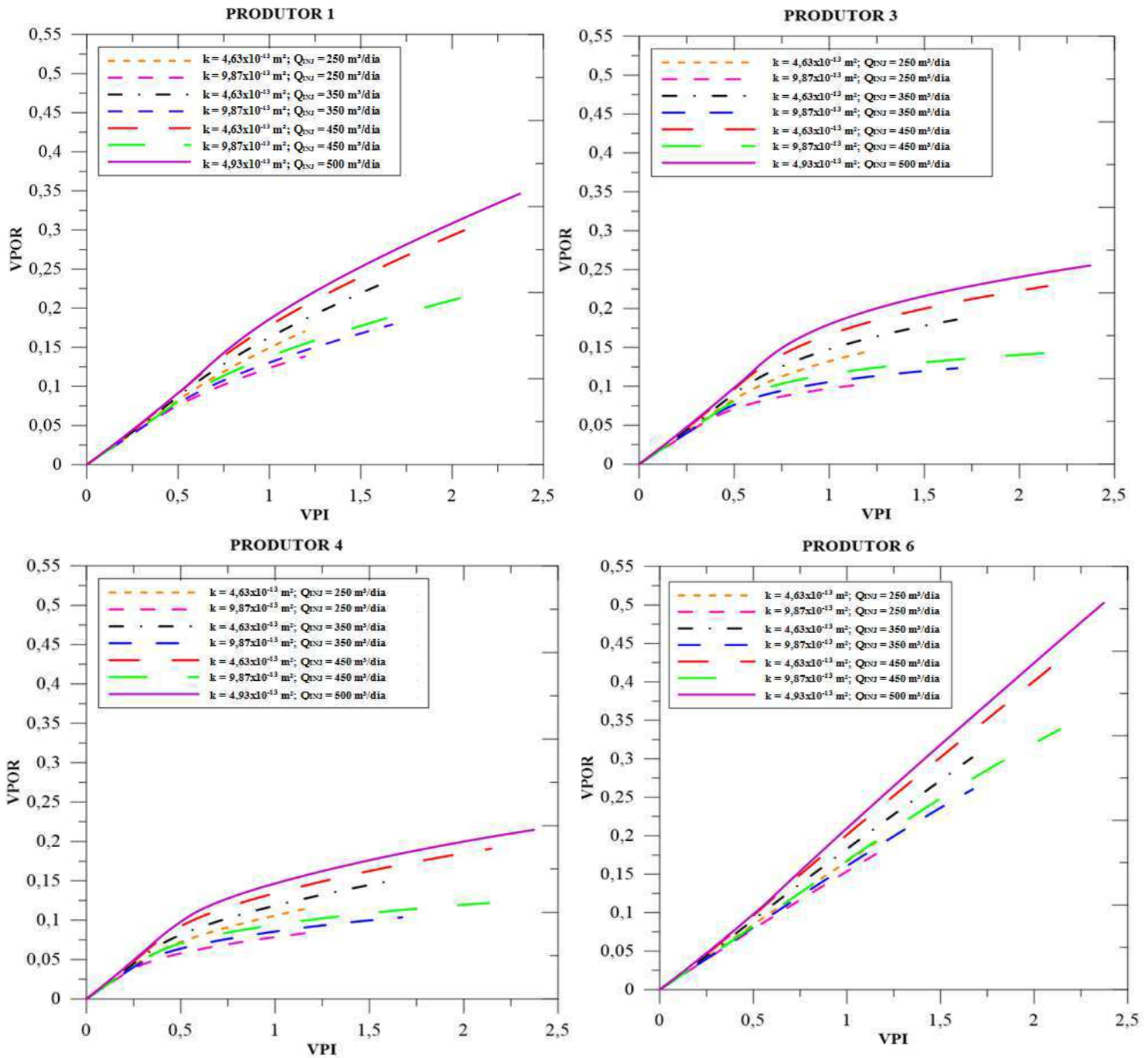
A Figura 4.24 mostra os gráficos de VPI *versus* VPOR para os produtores 1, 3, 4 e 6, comparando as curvas resultantes para as vazões de injeção e a menor e maior permeabilidade absoluta do meio.

Observa-se por meio das curvas dos gráficos, que com o aumento de vazão a recuperação aumentou significativamente, inclusive o volume poroso injetado teve aumento para todos os produtores, embora, mantendo o mesmo perfil de crescimento, exceto para os poços 3 e 4, que começam a estabilizar a produção de óleo.

O poço produtor 6, e o 5 que tem comportamento similar a este, apresentou um aumento relevante na recuperação de óleo, mostrando valores próximos a 50%, Rosa et al. (2011) cita que, com injeção de água, a recuperação pode ir de 20 a 50%, em cenário bastante positivo, esses poços, portanto, mostraram uma recuperação importante, mesmo para uma margem de erro com simulação numérica.

Este fato deve-se a posição desses poços, em especial para o poço produtor 6, que se encontra em uma região sul ao leste do reservatório, onde, através dos mapas de saturação de água se verifica uma concentração de óleo que foi empurrado pela água injetada e, como os limites do reservatório são impermeáveis, ou seja, existem barreiras para o fluxo, o óleo passa a ser produzido pelo poço 6, pois é o único caminho que pode tomar.

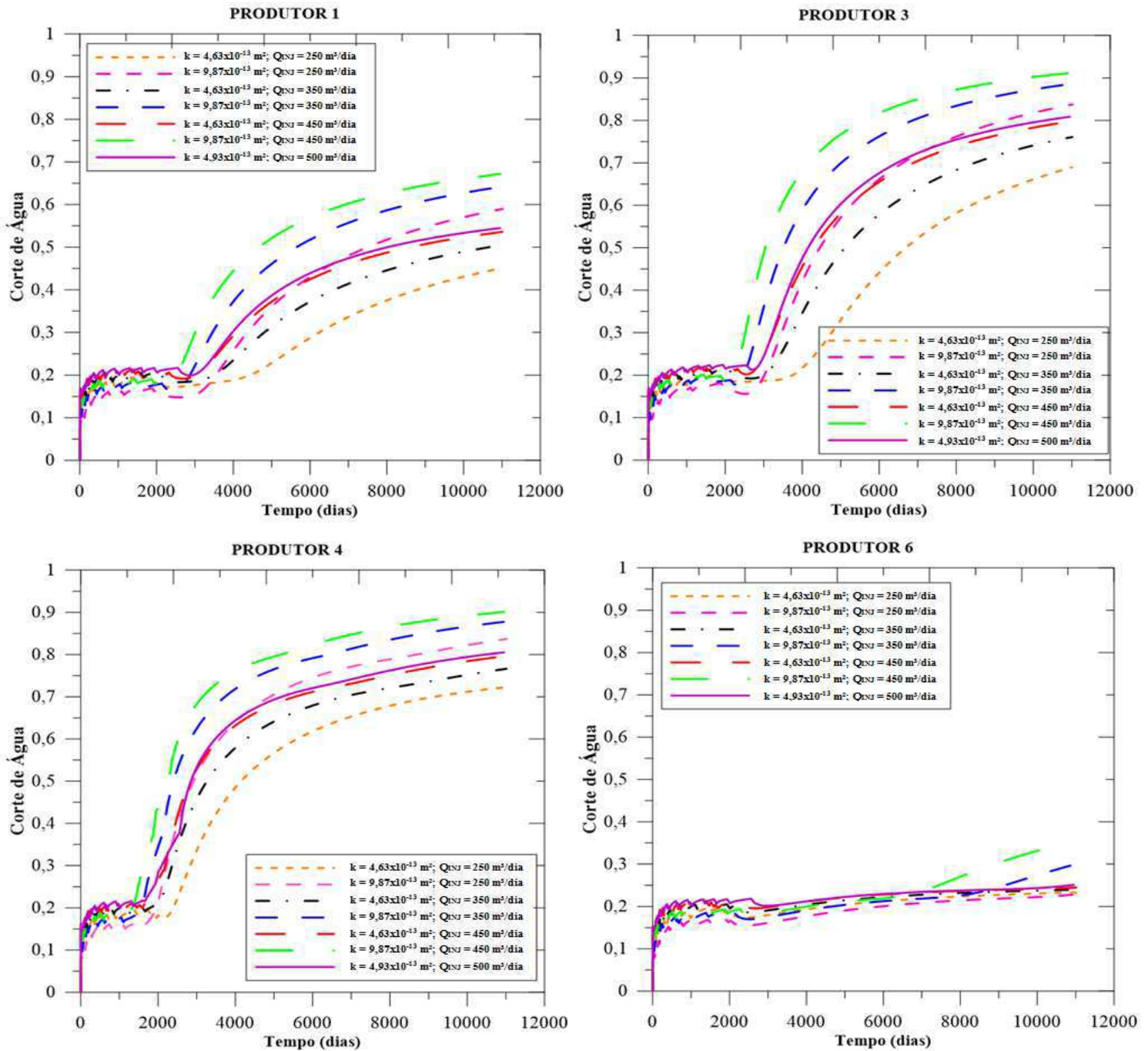
Figura 4.24 – Curvas de VPI versus VPOR para diferentes vazões de injeção.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

A Figura 4.25 apresenta as curvas do corte de água para os poços produtores 1, 3, 4 e 6, comparando as vazões de injeção de água e permeabilidades absolutas, de $4,93 \times 10^{-13} \text{ m}^2$ (500 mD) e $9,87 \times 10^{-13} \text{ m}^2$ (1 000 mD).

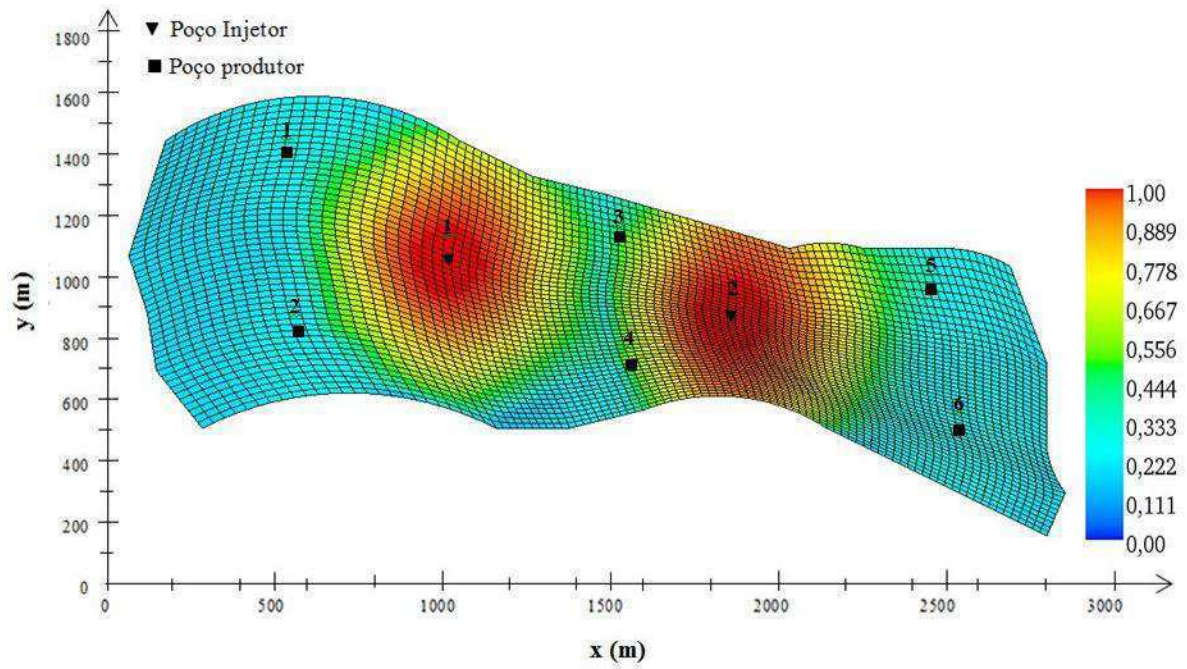
Figura 4.25 – Curvas de corte de água no tempo para diferentes vazões de injeção.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

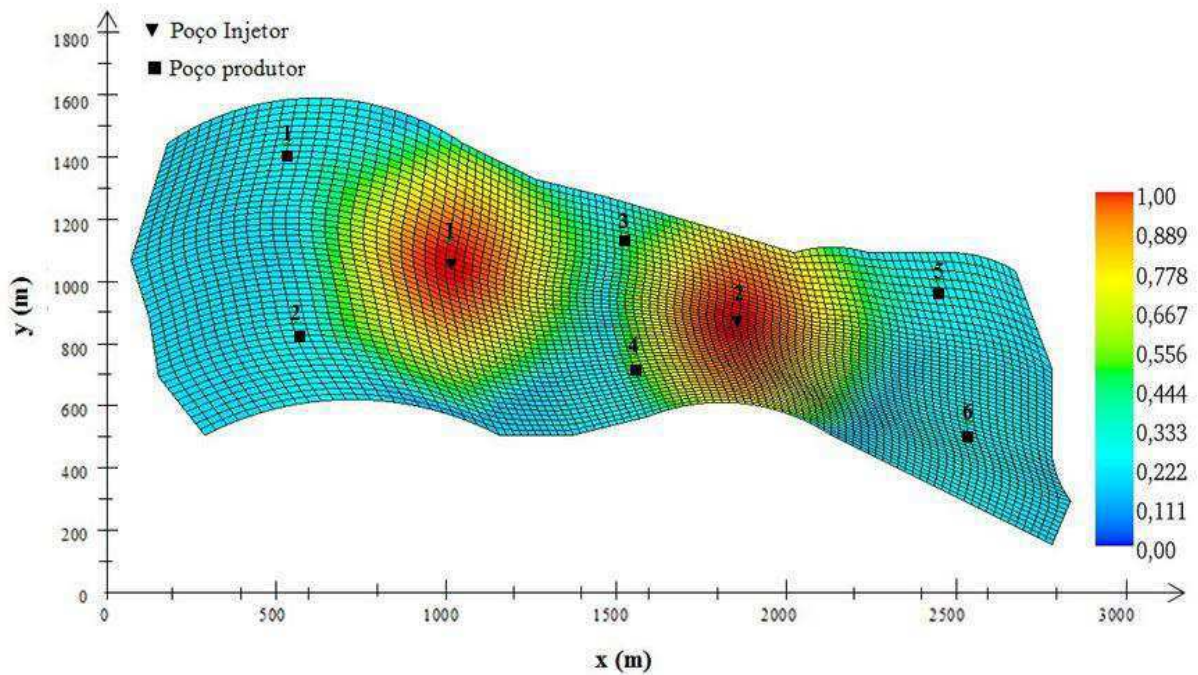
Uma vez que a injeção de água é um método menos oneroso que os métodos térmicos, por exemplo, para reservatórios permeabilidades moderadas pode-se estudar as condições e viabilidade de utilização da injeção de água considerando as distâncias necessárias entre os poços injetores e produtores e vazão adequada a viabilidade da técnica e otimização da mesma. Os mapas de saturação de água são apresentados nas Figuras 4.26 e 4.27.

Figura 4.26 – Saturação de água do Caso 19 para 30 anos de injeção com vazão de 450 m³/dia.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Figura 4.27 – Saturação de água do Caso 28 para 30 anos de injeção com vazão de 500 m³/dia.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Dos gráficos de corte de água no tempo identifica-se que o aumento de vazão de injeção, com a menor permeabilidade absoluta no reservatório, permitiu aumentar a recuperação sem, no entanto, aumentar a produção de água. Mesmos nos produtores 3 e 4, a produção de água foi menor, visto que a ocorrência de *fingers* e *breakthrough* está intimamente relacionada à permeabilidade, e esta com a mobilidade dos fluidos, e a localização dos poços produtores, próximos aos poços injetores corrobora com a permeabilidade para reduzir a eficiência do processo.

As Figuras 4.26 e 4.27 fazem uma comparação entre o mapa de saturação de água do reservatório com injeção de 450 m³/dia e menor permeabilidade absoluta e o mapa de saturação de água do reservatório com injeção de 500 m³/dia com mesma permeabilidade, para o final do projeto de injeção, 30 anos.

4.2.4.2 Rearranjo de poços no reservatório

Com o intuito de otimizar a recuperação de óleo com injeção de água e minimizar a produção de água no processo, foram realizadas simulações com alterações na configuração dos poços injetores e produtores no reservatório. A Tabela 4.1 mostra o arranjo L2, com mudanças nas coordenadas dos poços injetor 1, produtor 1, produtor 2, produtor 3 e produtor 4, que modificaram a distância entre este injetor e os poços alterados.

Tabela 4.1 – Coordenadas de localização dos poços do Arranjo L2.

Poços	Coordenadas transformadas	
	x (m)	y (m)
Injetor 1	1029,2839	1006,035
Injetor 2	1905,32	813,38
Produtor 1	583,24	1260,204
Produtor 2	555,83	707,012
Produtor 3	1485,29	1075,80
Produtor 4	1380,635	674,618
Produtor 5	2477,86	884,37
Produtor 6	2539,7	490,46

Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

A Tabela 4.2 apresenta a distância entre os poços produtores e injetores, em metros, de acordo com a influência de cada poço injetor na malha, com as alterações nas distâncias entre os poços.

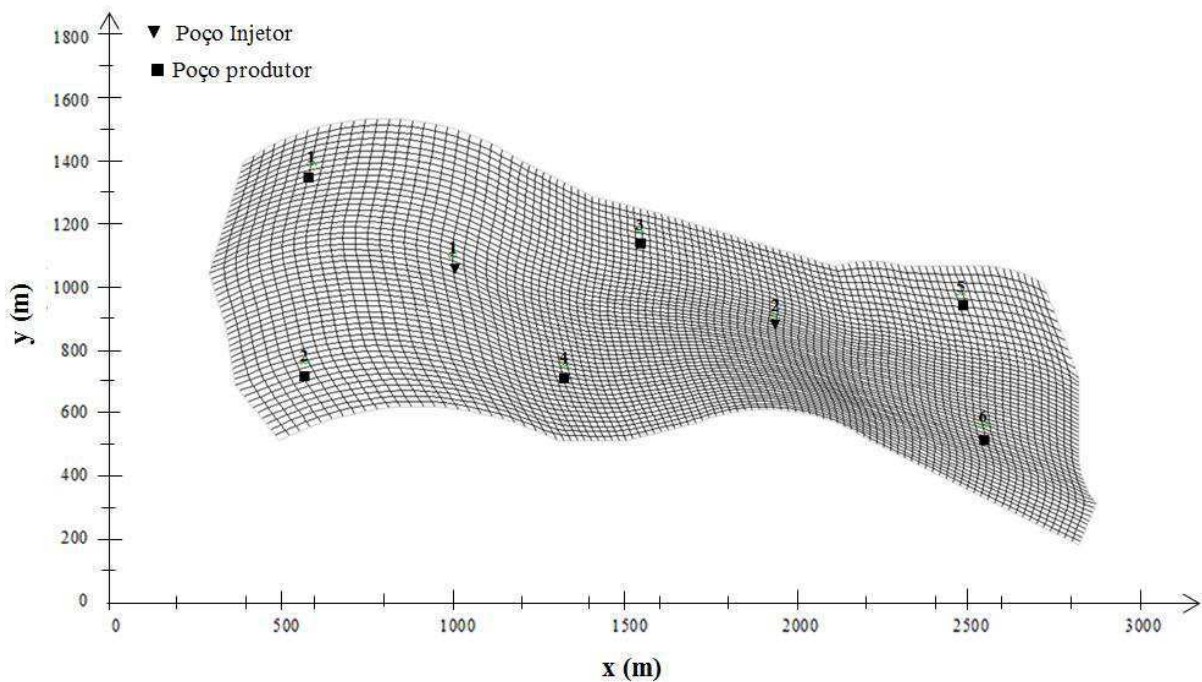
Tabela 4.2 – Distância entre poços injetores e produtores do Arranjo L2.

Poço Produtor	Distância (m)	
	Poço injetor 1	Poço injetor 2
Produtor 1	513,378	-
Produtor 2	559,975	-
Produtor 3	461,313	495,27
Produtor 4	482,995	542,725
Produtor 5	-	576,923
Produtor 6	-	711,836

Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Dessa forma, a Figura 4.28 mostra a configuração do reservatório, com a alteração dos poços, com o arranjo L2.

Figura 4.28 – Configuração do Arranjo L2.



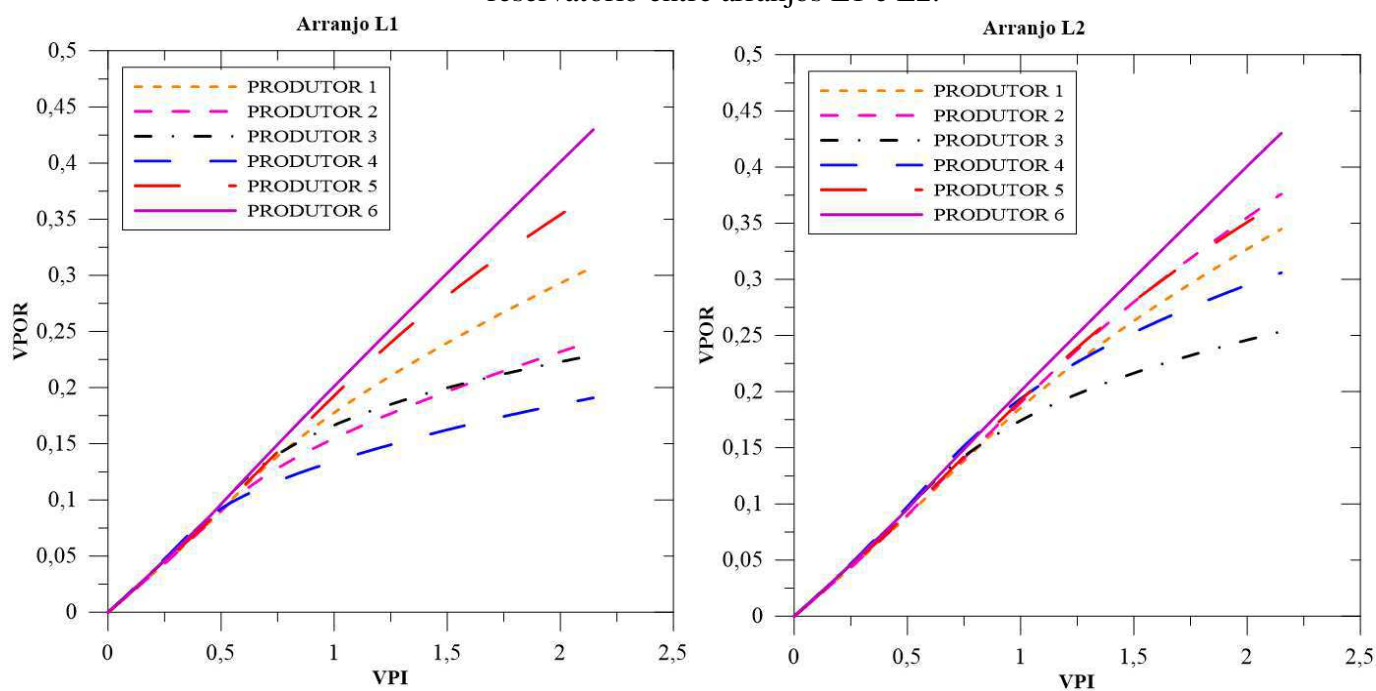
Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

A partir das análises dos resultados nas seções anteriores, foi observado que é necessária uma distância entre os poços produtores dos injetores de no mínimo 450 metros para uma melhor eficiência no processo de injeção, visto que os poços 3 e 4, com distâncias menor que 450 metros se mostraram ineficientes quando comparados aos poços mais distantes. A vazão de injeção foi mantida em 450 m³/dia e permeabilidade absoluta em $k = 4,93 \times 10^{-13}$ m³ para ambas as alterações nos poços, com óleo de 18°API.

As alterações nas posições dos poços buscou equilibrar as distâncias, principalmente dos produtores 3 e 4 em relação aos injetores 1 e 2, para melhorar a recuperação de óleo, como pode ser verificado na Tabela 4.2, com distâncias entre produtores e injetores acima de 450 metros.

Assim, foi realizada uma comparação da recuperação de óleo por volume injetado, com gráficos das curvas de VPI *versus* VPOR para cada configuração dos poços. Os gráficos da Figura 4.29 apresentam os resultados de recuperação de óleo para a configuração de poços original (Arranjo L1) mostrado na Tabela 3.5 e para a configuração alterada (Arranjo L2) Tabela 4.1.

Figura 4.29 – Comparativo de recuperação de óleo com alterações da configuração do reservatório entre arranjos L1 e L2.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

A partir dos gráficos da Figura 4.29 é possível verificar que houve uma melhoria no VPOR e também no VPI com a mudanças nas posições dos poços, do injetor 1 e dos produtores 1, 2, 3 e 4. O aumento na recuperação com o arranjo L2 foi sentido, sobretudo, na recuperação dos produtores 2 e 4, com VPOR acima de 25%, e os produtores 1 e 3 com um aumento sutil na recuperação, com VPOR acima de 20% para o poço 3 e acima de 30% para o poço 1.

Em busca de melhorar a configuração, outra simulação foi realizada, com vazão de injeção fixada em 450 m³/dia e permeabilidade absoluta de 4,93x10⁻¹³ m³ (500 mD), alterando os poços injetores 1 e 2, e os poços produtores 1, 2, 3 e 5, como mostra a Tabela 4.3 das coordenadas de localização dos poços do arranjo L3 e Tabela 4.4, com as distâncias entre os poços produtores e injetores, em metros, a partir da configuração do arranjo L3.

Tabela 4.3 – Coordenadas de localização dos poços do Arranjo L3.

Poços	Coordenadas transformadas	
	x (m)	y (m)
Injetor 1	932,1009	1035,937
Injetor 2	1905,32	813,38
Produtor 1	520,95	1260,204
Produtor 2	608,1596	682,0936
Produtor 3	1485,29	1075,807
Produtor 4	1380,635	674,618
Produtor 5	2564,267	881,4422
Produtor 6	2539,7	490,465

Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Tabela 4.4 – Distância entre poços injetores e produtores do Arranjo L3.

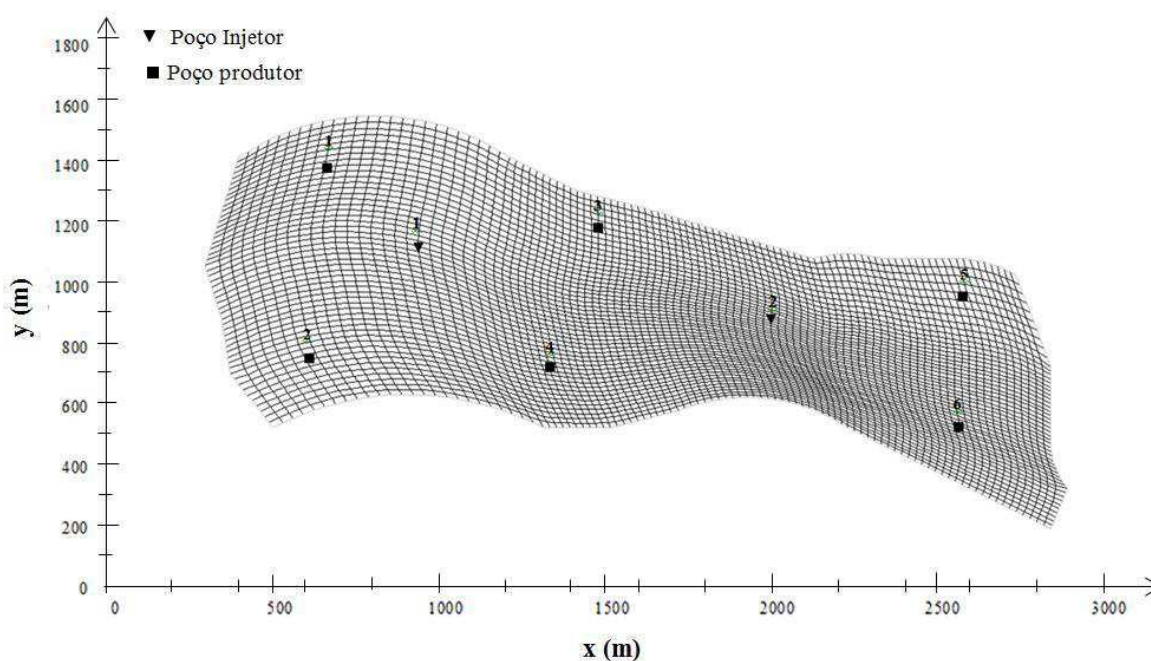
Poço Produtor	Distância (m)	
	Poço injetor 1	Poço injetor 2
Produtor 1	468,3385	-
Produtor 2	479,7323	-
Produtor 3	554,624	536,869
Produtor 4	575,9638	586,2855

Produtor 5	-	617,2418
Produtor 6	-	669,1994

Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

A Figura 4.30 mostra a configuração do reservatório, com a alteração dos poços, com o arranjo L3.

Figura 4.30 – Configuração do Arranjo L3.



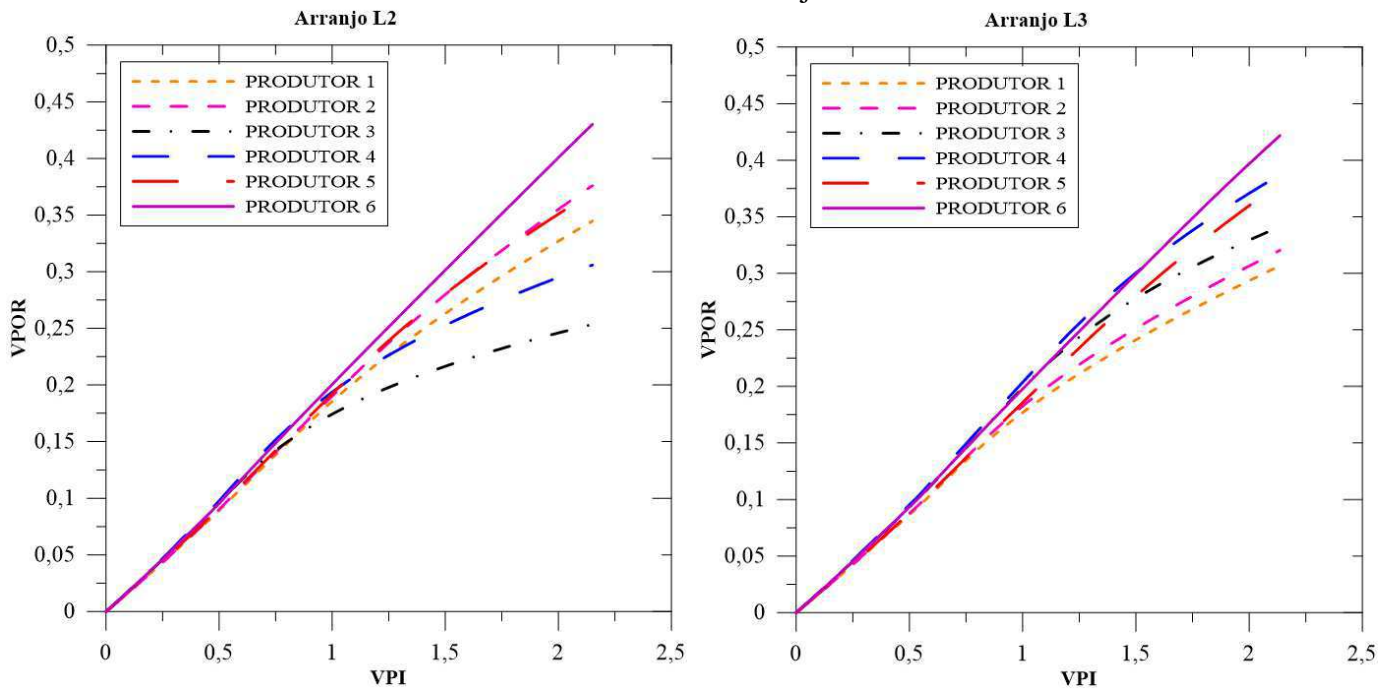
Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Para avaliar o desempenho da configuração com o arranjo L3, foram comparados os gráficos de VPI versus VPOR, para cada poço produtor, comparando com o gráfico do arranjo L2, como mostra a Figura 4.31.

Os gráficos de VPI por VPOR dos produtores mostraram melhorias relevantes na recuperação dos poços produtores 3 e 4, com VPOR acima de 30% e acima de 35%, respectivamente, porém, os poços 1 e 2 não apresentaram melhorias, mas reduções no VPOR, devido alteração nas distância entre estes e o injetor 1, menor distância do que no arranjo L2. Verifica-se que alterando os poços produtores 1 e 2, para mais distantes do poço injetor há possibilidade de otimizar a recuperação de óleo nesses poços. Os poços produtores 5 e 6

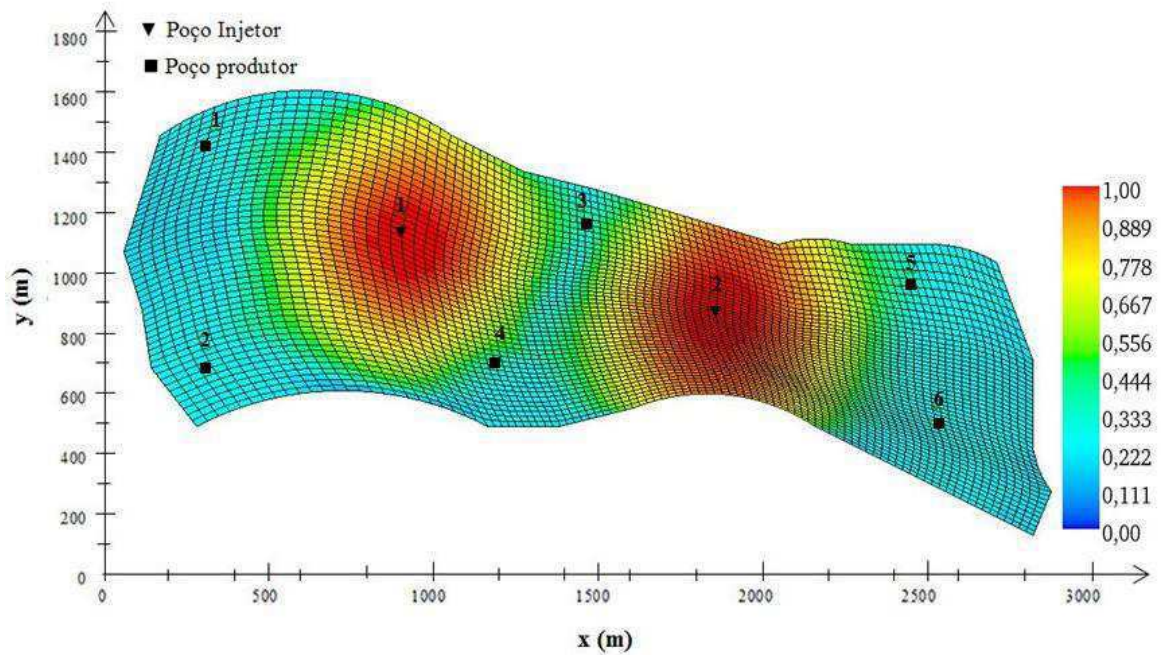
apresentaram resultados favoráveis em ambos os casos. Outra forma de avaliar é a partir dos mapas de saturação de água apresentados nas Figuras 4.32 e 4.33, no final da injeção de água.

Figura 4.31 – Comparativo de recuperação de óleo com alterações da configuração do reservatório entre arranjos L2 e L3.



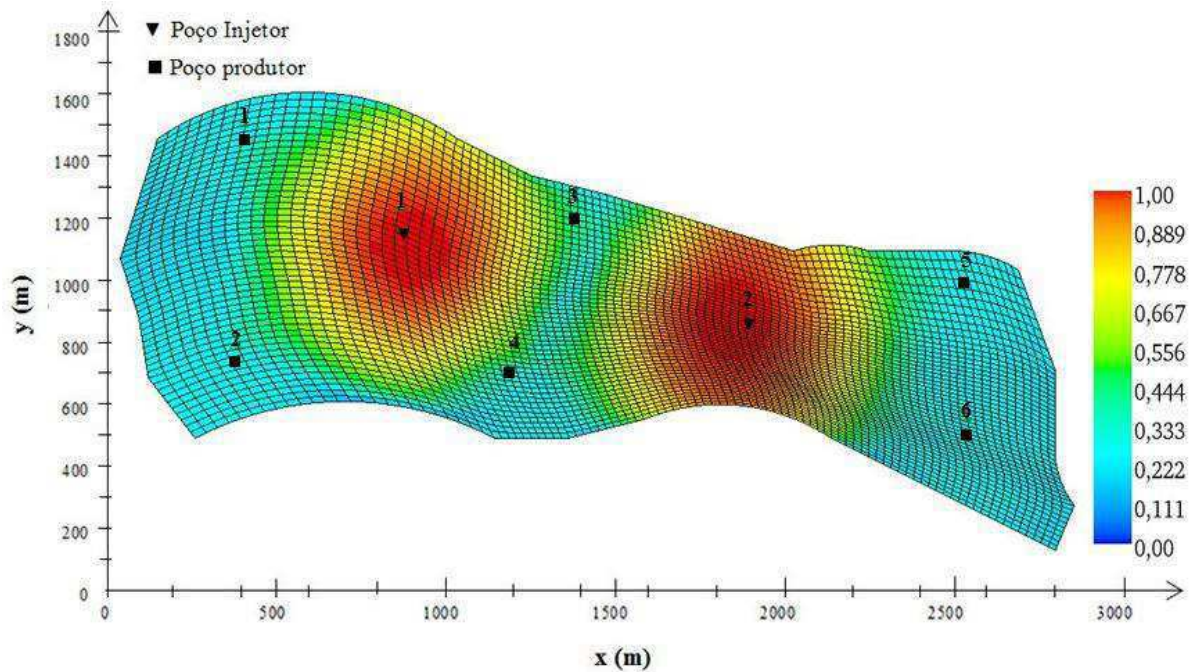
Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Figura 4.32 – Saturação de água do reservatório com Arranjo L2 para 30 anos de injeção.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Figura 4.33 – Saturação de água do reservatório com Arranjo L3 para 30 anos de injeção.



Fonte: Elaborado pelo autor (2016).

Os mapas de saturação de água mostram uma maior área de varrido no arranjo L2, porém, com maiores saturações de água. No entanto, na configuração dos poços do arranjo L3, ocorre uma maior recuperação, com menor saturação de óleo residual em alguns pontos.

Pode-se observar que ambas as configurações tem vantagens e desvantagens, cabendo, portanto, a realização de novas simulações, com alterações de localização dos poços e mais análises de resultados de recuperação de óleo.

Em suma, verifica-se que a configuração dos poços, bem como alterações na vazão de água injetada, aliada as propriedades do meio poroso, pode trazer uma melhor eficiência na recuperação de óleo pela técnica de injeção de água, a partir de estudos de otimização desse processo.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E SUGESTÕES

Partindo de um estudo elaborado com simulações de reservatório de óleo pesado, utilizando o método dos Volumes Finitos para solução das equações governantes do fluxo de fluido no meio poroso, com a configuração de um reservatório de geometria complexa, mais próxima de reservatórios reais, e uso de coordenadas generalizadas, foi possível analisar o comportamento da formação petrolífera, por meio de gráficos de recuperação de óleo por volume poroso injetado, com os indicadores VPI e VPOR, gráficos de corte de água, gráficos de pressão nos produtores e mapas de saturações e de pressão no reservatório.

5.1 Conclusões

Foram realizadas análises dos efeitos de parâmetros operacionais e de reservatório, incluindo o meio poroso e fluido, com uso de simulações numéricas, a partir do modelo *black oil*, em coordenadas generalizadas, para avaliar a influência desses parâmetros na aplicação da injeção de água para recuperação do reservatório.

Portanto, com as análises dos dados das simulações e discussões realizadas, buscou-se avaliar o comportamento do reservatório e estudar os mecanismos físicos que ocorrem no meio poroso com o deslocamento de óleo por água injetada, sob a influência da permeabilidade absoluta do reservatório, variações da vazão de injeção de água e diferentes

densidades de óleo, com grau API de 18, 20 e 24, de óleo pesado e médio (24°API). Outro aspecto avaliado foi a alocação dos poços, produtores e injetores, no reservatório, de formato irregular.

De acordo com os resultados apresentados e discutidos no estudo, é possível enumerar as seguintes conclusões:

- Do levantamento teórico sobre injeção de água com simulações de reservatórios e histórico de produção de campos de petróleo, aliado aos resultados apresentados e discutidos no presente documento, pode-se afirmar que a orientação da malha, com uso de coordenadas generalizadas, tem grande influência nas simulações e representação de reservatórios reais;
- A partir das análises dos resultados das simulações, o estudo da influência da permeabilidade absoluta do meio poroso mostrou que, para injeção de água em reservatório de óleo pesado, os melhores resultados de recuperação de óleo com minimização da produção de água ocorrem com menores permeabilidades, com o intuito de evitar os *fingers* viscosos e *breakthrough* precoce, devido à diferença de mobilidade dos fluidos. No presente estudo, o menor valor de permeabilidade absoluta avaliado ($4,93 \times 10^{-13}$ m² ou 500 mD), foi a melhor condição de utilização da injeção de água no reservatório;
- Foi verificado, por meio dos gráficos e mapas, que o grau API do óleo não mostrou relevância significativa no estudo. Contudo, um dos parâmetros mais relevantes foi à vazão de água injetada, que, para maiores vazões, melhores resultados de recuperação foram atingidos;
- A vazão adequada de água injetada no reservatório e a permeabilidade do meio poroso reduzida foram as melhores condições de operação do método de recuperação utilizado no presente estudo;
- Um dos principais aspectos identificado no estudo para otimização da injeção de água foi a alocação dos poços, onde a distância entre os poços produtores e injetores

apresentou grande influência na recuperação de óleo e produção de água. Foi identificado que, para a injeção de água em reservatório de óleos pesados, uma maior distância entre os produtores e injetores foi a melhor configuração dos poços no reservatório, visto que esse fato reduz os efeitos da permeabilidade, como a ocorrência de *fingers* e o *breakthrough*, bem como a melhoria do volume poroso injetado;

- Dos resultados de VPOR por VPI, o método de injeção de água se mostrou eficiente, no reservatório com as características estudadas, comparativamente com a literatura pertinente, que indica recuperações de até 50%, em uma perspectiva positiva. Os resultados dos estudos apresentaram recuperações de 15 a 50%, dependendo das condições dos parâmetros de reservatório e de processo, bom como de uma alocação de poços otimizada.

5.2 Sugestões para futuros trabalhos

Pode-se ressaltar que inúmeros estudos podem ser realizados utilizando simulação de reservatórios de petróleo, como forma de gerenciamento de campos produtores, para aplicação de ações e técnicas de recuperação suplementar.

Visto que reservatórios de petróleo são, fundamentalmente, complexos em termos de sua geometria, características geológicas, propriedades do meio poroso e propriedades dos fluidos, com alta heterogeneidade, cabe enfatizar que a simulação numérica com volumes finitos e coordenadas generalizadas, capaz de modelar um reservatório de forma mais aproximada possível com a realidade, deve ser mais utilizada em estudos e pesquisas não apenas para injeção de água, mas e, principalmente, para qualquer tipo de método de recuperação, convencional ou especial, para auxiliar engenheiros de reservatório na tomada de decisão e gerenciamentos das formações petrolíferas. Dessa forma, alguns estudos podem ser sugeridos a partir da presente pesquisa:

- Estudar o comportamento do reservatório por meio da modelagem em 3D de reservatórios de óleo com geometria complexa via coordenadas generalizadas;

- Ampliar o simulador numérico utilizado no estudo para aplicação de outros métodos de recuperação, como métodos térmicos, métodos miscíveis e métodos químicos, com melhoria da modelagem matemática;
- Realizar modelagens de reservatórios com alto grau de heterogeneidade, para estudar seu comportamento, com a aplicação de métodos de recuperação suplementar, com uso de volumes finitos e coordenadas generalizadas;
- Realizar estudos de otimização da alocação de poços, utilizando modelos matemáticos, como simulação Monte Carlo (MMC) dentre outros, para auxiliar nas decisões da configuração das malhas e perfurações de poços produtores e injetores em campos reais de produção, levando em consideração as melhores condições de operação e localização adequada para permitir a melhoria na recuperação e otimização dos processos de recuperação que demandam altos investimentos e custos de operação e manutenção;
- Realizar melhorias no simulador numérico, com criação de interface e meios de coleta e tratamento de resultados, de forma a melhorar os estudos e ampliar a utilização do simulador.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMED, T. **Working guide to reservoir rock properties and fluid flow.** Massachusetts: Elsevier Inc., Gulf Professional Publishing, 3ª Edição, 2010, 253 p.

AHMED, T. **Reservoir Engineering Handbook.** Massachusetts: Elsevier Inc., Gulf Professional Publishing, 3ª Edição, 2006, 1360 p.

AHMED, T.; MEEHAN, D. N. **Advanced reservoir management and engineering.** Massachusetts: Elsevier Inc., Gulf Professional Publishing, Baker Haghnes, 2º Edição, 2012, 702 p.

ALLEN III, M. B.; BEHIE, G. A.; TRANGENSTEIN, J. A. **Multiphase flow in porous media: Mechanics, mathematics, and numerics.** New York: Springer-Verlag New York, Inc., Lecture Notes in Engineering, 34, 1988, 306 p.

ALVARADO, V.; MANRIQUE, E. **Enhanced oil recovery: field planning and development strategies.** Massachusetts: Elsevier Editora Ltda., 2010, 192 p.

AMYX, J. W.; BASS JR., D. M.; WHITING, R. L. **Petroleum reservoir engineering: physical properties.** New York: McGraw-Hill Book Company, 1960, 610 p.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível, 2015. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis - 2015**. ISSN 1983-5884, Ministro De Minas e Energia, Agência Nacional Do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro, Brasil, 249 p. Disponível em <file:///C:/Users/Balbina/Downloads/78135.pdf>. Acesso em 22 de março de 2015.

ASADOLLAHI, M. **Waterflooding optimization for improved reservoir management**. Thesis (Doctor of Philosophy (PhD)). Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Faculty of Engineering Science and Technology, Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Trondheim, 2012, 145 p.

AZIZ, K.; SETTARI, A. **Petroleum reservoir simulation**. London: Applied Science Publishers Ltd, 1979, 476 p.

BAKER, R. **Reservoir management for waterfloods – Part II**. The Journal of Canadian Petroleum Technology - JCPT, v. 37, n. 1, p. 12-17, Jan. 1998.

BATISTA, F.A. **Escoamento multifásico em meios porosos via coordenadas generalizadas. Estudo de caso: Reservatório de petróleo**. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos). Departamento de Engenharia Mecânica, Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2011, 174p.

BATISTA, F. A.; COUTINHO, B. G.; FARIAS NETO, S. R.; LIMA, A. G. B. **Two-phase Flow (Oil-Water) in Petroleum Reservoir with Irregular Geometry Including Water Injection: Effect of Porosity on the Oil Recovery Factor**, In: Defect and Diffusion Forum, v. 326-328, 2012. Switzerland. Anais... Switzerland: Trans Tech Publications, v. 326-328, p. 181-186.

BEAUX, J. F.; FOGELGESANG, J.F.; AGARD, P.; BOUTIN, V. **Atlas de géologie pétrologie**. Paris: Editora Dunod, 2011, 144 p.

BIDNER, M. S. **Propriedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo**. Buenos Aires: Eudeba – Editorial Universitaria de Buenos Aires, 2001, 242 p.

CARVALHO, T. P. **Estudo de sistemas multicomponentes no processo de injeção cíclica de vapor.** Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo). Centro de Ciências Exatas e da Terra CCET, Centro de Tecnologia – CT, Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, Natal, 2010, 91 p.

CHEN, Z.; HUAN, G.; MA, Y. **Computational methods for multiphase flows in porous media.** Dallas: Society for Industrial and Applied Mathematics - SIAM, 2006, 549 p.

COUTINHO, B. G. **Solução numérica de problemas de reservatórios de petróleo utilizando coordenadas generalizadas.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Departamento de Engenharia Mecânica, Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2002, 180 p.

COUTINHO, B. G.; MARCONDES, F.; LIMA, A. G. B. **Numerical Simulation of Oil Recovery Through Water Flooding in Petroleum Reservoir Using Boundary-Fitted Coordinates.** International Journal of Modeling And Simulation For The Petroleum Industry, vol. 2, n. 1, p. 17-24, 2008.

CORRÊA, O. L. S. **Petróleo: Noções de exploração, perfuração, produção e microbiologia.** Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2003, 90 p.

CORREIA, B. R. C. **Estudo paramétrico da injeção contínua de vapor em reservatório de óleo pesado.** Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Petróleo). Departamento de Engenharia do Petróleo, Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014, 85 p.

COSTA, A. B.; ARAUJO, M. V.; FARIAS NETO, S. R.; LIMA, A. G. B. **Simulação numérica de escoamento não isotérmicos de óleos pesados induzido pela injeção de fluidos em reservatório de petróleo.** In: Congresso de Iniciação Científica Da Universidade Federal de Campina Grande, VII, 2010. Anais... Campina Grande: Pró-Reitoria de Pesquisa e Extensão, Universidade Federal de Campina Grande, 2010.

CRAFT, B. C.; HAWKINS, M.F. **Applied petroleum reservoir engineering**. Massachusetts: Pearson Education, Inc., 3ª Edição, 2015, 493 p.

CRAFT, B. C.; HAWKINS, M.F. **Applied petroleum reservoir engineering**. New Jersey: Prentice-Hall PTR, Inc., 2ª Edição, 1991, 431p.

CRAIG JR., F. F. **The reservoir engineering aspects of waterflooding**. New York: Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE Monograph Series, 1971, 134 p.

CHAUDHURI, U. R. **Fundamentals of petroleum and petrochemical engineering**. Flórida: Taylor & Francis Group, 2011, 380 p.

CUNHA, A. L. **Recuperação avançada não-isotérmica de óleos pesados em reservatórios de petróleo via simulação numérica**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química). Departamento de Engenharia Química, Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2010, 88 p.

CZESNAT, A. O.; MALISKA, C. R.; SILVA, A. F. C.; LUCIANETTI, R. M. **Minimization of grid orientation effects by using ENO and TVD schemes in reservoir simulation using non-orthogonal boundary-fitted coordinates**. In: XV Brazilian Congresso of Mechanical Engineering (COBEM), 15, 1999. Águas de Lindóia. Anais... Águas de Lindóia, 1991,p. 1-10.

DAKE, L. P. **Fundamentals of reservoir engineering**. Amsterdam: Elsevier Science B. V., 17ª edição, 1998, 437 p.

DAKE, L. P. **Engenharia de reservatórios: fundamentos**. Rio de Janeiro: Elsevier Editora Ltda., 2014, 488 p.

DASGUPTA, S. N.; AMINZADEH, F., 2015. **Geofísica para engenheiros de petróleo**. Tradução Furmankiewicz, Edson. Elsevier Editora Ltda, 1º Edição, Rio de Janeiro, 304 p.

DEVOLD, H., 2013. **Oil and gas production handbook An introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry.** Oslo: ABB Oil and Gas, 3ª Edição, 2013, 162 p.

DIAS JÚNIOR, E.; ROMERO, O. J. **Perda de calor no trecho UGV – fundo do poço e seu impacto na qualidade do vapor injetado em reservatórios de petróleo.** LAJER – Latin American Journal of Energy Research, v. 1, n. 1, p. 46-53, 2014.

DUTRA JR., T. V. **Desenvolvimento de um simulador numérico para a injeção cíclica de vapor.** 1987. 107 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo). Departamento de Mineração, Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto.

FANCHI, J. R. **Principles of applied reservoir simulation.** New York: Elsevier Science e Technology, Gulf Professional Publishing, 2ª Edição, 2001, 355 p.

FAGAN, A. **An Introduction to the petroleum industry.** Newfoundland and Labrador: Government of Newfoundland and Labrador, Department of Mines and Energy - Canadá, 1991, 106 p.

FAROUQ ALI, S. M.; JONES, J. A.; MELDAU, R. F. **Practical heavy oil recovery.** Calgary: University of Alberta/Calgary, Canadá, 1997, 434 p.

GULIYEV, R. **Simulation study of areal sweep efficiency versus a function of mobility ratio and aspect ratio for staggered line-drive waterflood pattern.** 2008. 47 p. Dissertação (Master of Science). Office of Graduate Studies of Texas A&M University, Texas.

GUO, B.; LYONS, W. C.; GHALAMBOR, A. **Petroleum production engineering: A computer-assisted approach.** New York: Elsevier Science & Technology Books, 2007, 288 p.

HAGER, D. **Practical oil geology.** Nova York: McGraw-Hill Book Company, Inc., 6ª Edição, 1951, 589 p.

HEGRE, T. M.; DALEN, V.; HENRIQUEZ, A. **Generalized Transmissibilities for Distorted Grids in Reservoir Simulation.** In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 61, 1986, New Orleans. Proceedings... New Orleans: Society of Petroleum Engineers – SPE, 1986, 5-8 October, 15 p.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY – IEA: Secure, Sustainable Together. **Oil Market Report.** Paris, FRA, 2015, 67 p.

JAHN, F.; COOK, M.; GRAHAM, M. **Hydrocarbon exploration and production.** Amsterdam: Editora Elsevier, Developments in petroleum Science, 46, 2003, 384 p.

KLEIN, C.; DUTROW, B. **Manual de ciências dos minerais.** Porto Alegre: Bookman, Artmed Editora, S.A., 23ª Edição, 2012, 706 p.

LAKE, L. W.; RUSSEL, J.; ROSSEN, B.; POPE, G. **Fundamentals of Enhanced Oil Recovery.** New York: Society of Petroleum Engineers, SPE, 2014, 496 p.

LEÃO, A. L. S. **Estudo da injeção de CO₂ em reservatórios carbonáticos de dupla-porosidade.** Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo). Centro de Ciências Exatas e da Terra – CCET, Centro de Tecnologia – CT, Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, Natal, 2014, 104 p.

LEVENTHAL, S. H.; KLEIN, M. H.; CULHAM, W. E. **Curvilinear Coordinate Systems for reservoir simulation.** Society of Petroleum Engineers Journal, v. 25, n. 6, p. 893-901, Dez. 1985.

LEVORSEN, A. I. **Geology of petroleum.** São Francisco: W. H. Freeman and Company, A series of geology text, 1956, 667 p. Disponível em <<https://babel.hathitrust.org/cgi/pt?id=uc1.b3024014;view=1up;seq=1>>. Acesso em 12 de fevereiro de 2016.

LYONS, W. C. **Working guide to reservoir engineering.** Oxford: Elsevier Science Ltd., 2010, 316 p.

LUKOIL OIL COMPANY (Rússia). **Global trends in oil & gas markets to 2025**. 64 p. Disponível em <http://www.lukoil.com/materials/doc/documents/global_trends_to_2025.pdf>. Acesso em 14 de junho de 2016.

MACUALO, F. H. S. **Fundamentos de ingenieria de yacimientos**. Neiva: Editorial Universiad Surcolombiana, 200?, 331 p.

MALISKA, C. R. **Transferência de calor e mecânica dos fluidos computacional**. Rio de Janeiro: LTC 2º ed., Rio de Janeiro, RJ, 2004.

MARCONDES, F. **Solução numérica usando métodos adaptativos-implícitos e malha de voronoi de problemas de reservatórios de petróleo**. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica). Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1996, 138 p.

MAUGERI, L. **The shale oil boom: A U.S. Phenomenon**. Massachusetts: Harvard Kennedy School, Belfer Center for Science and International Affairs, The Geopolitics of Energy Project, Discussion Paper, v. 5, 2013, 64 p.

MUSKAT, M. **The flow homogeneous fluids through porous media**. Boston: International Humans Resources Development Corporation, 1982, 763 p.

NIELD, D. A. Modelling fluid flow in saturated porous media and at interfaces. p 1-19. INGHAM, D. B.; POP, I. (org.) **Transport phenomena in porous media II**. Oxford: Elsevier Science Ltd., 2002, 468 p.

NOGUEIRA, R. L.; LIMA, I. C. M.; FERNANDES, B. R. B.; MARCONDES, F. **Simulação de reservatório de petróleo utilizando o modelo black-oil em conjunto com malhas não-estruturadas**. HoloS, v. 2, Ano 28, p. 3-21, maio 2012.

PEACEMAN, D. W. **Fundamentals of numerical reservoir simulation**. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, Developments in Petroleum Science, v. 6, 1977, 176 p.

PEDERSEN, K. S.; CHRISTENSEN, P. L. **Phase behavior of petroleum reservoir fluids**. New York: Taylor & Francis Group, LLC, 2007, 399 p.

PETROBRAS, 2014. **Conheça os derivados do petróleo que fazem parte do cotidiano**. 29.Jun.2014, Petróleo Brasileiro S.A., Blog Fatos e dados, disponível em <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-os-derivados-do-petroleo-que-fazem-parte-do-cotidiano.htm>>. Acesso em 23 de outubro de 2015.

PEREIRA, H. S. **Estudo dos parâmetros operacionais do processo de combustão *in situ* em reservatório de petróleo pesado**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo). Centro de Ciências Exatas e da Terra – CCET, Centro de Tecnologia – CT, Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, Natal, 2014, 106 p.

PETROBRAS, 2016. **Produção no pré-sal bate novo recorde e ultrapassa a barreira de 500 mil barris de petróleo por dia**, Petróleo Brasileiro S.A., Magazine. Disponível em <<http://www.petrobras.com/pt/magazine/post/producao-no-pre-sal-bate-novo-recorde-e-ultrapassa-a-barreira-de-500-mil-barris-de-petroleo-por-dia.htm>> . Acesso em 12 de março de 2016.

PIRSON, S.J. **Ingeniería de yacimientos petrolíferos**. Barcelona: Ediciones Omega, S.A., 1965, 786 p.

QUINTARD, M.; WHITAKER, S. Coupled. Nonlinear Mass Transfer and Heterogeneous Reaction in Porous Media, p 3-36. VAFAI, K. (org.) **Handbook of porous media II**. Boca Raton: Taylor & Francis Group, LLC, 2ª Edição, 2005, 742 p.

ROBERTSON, G. E.; WOO, P. T. **Grid-orientation effects and the use of orthogonal curvilinear coordinates in reservoir simulation**. Society of Petroleum Engineers Journal, v. 18, n. 1, p. 13-19, Fev. 1978.

ROMANOVA, U.G; ROMANOV, G.V. **The Origin of Petroleum: The Mystery Remains.** In: GeoConvention 2015: Geoscience new horizons, 2015, Calgary, Canadá. Proceedings... Calgary, 2015. Disponível em <http://www.geoconvention.com/archives/2015/297_GC2015_The_Origin_of_Petroleum.pdf>. Acesso em 12 de janeiro de 2016.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo.** Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2011, 808 p.

ROZON, B. J. **A generalized finite volume discretization method for reservoir simulation.** In Reservoir Simulation Symposium, 1989. Houston. Anais... Houston: Society of Petroleum Engineers, SPE, 1989, v. 1, p. 71-84.

SARATHI, P. S.; OLSEN, D. K. **Practical aspects of steam injection processes a handbook for independent operators: Handbook for independent Operators.** Bartlesville: National Institute for Petroleum and Energy Research, 1992, 425 p.

SCHÖN, J. H. **Propriedades físicas das rochas: aplicações à engenharia de petróleo, fundamentos teóricos e práticos.** Rio de Janeiro: Campus, Elsevier Editora Ltda., 2014, 481 p.

SELLEY, R. C. **Elements of petroleum geology.** San Diego: Academy Press, 2ª Edição, 1998, 470 p.

SILVA, G. M. F.; CORREIA, B. R. B.; CUNHA, A. L.; LIMA, A. G. B. **Water injection to oil recovery by using reservoir simulation with non-structured grids.** In: International Congress of Mechanical Engineering (COBEM), 23, 2015. Rio de Janeiro. Anais... Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Engenharia e Ciência Mecânicas (ABCM), 2015, v 23, p. 1-8.

SILVA, M. S. B.; BARILLAS, J. L. M.; DUTRA JR, T. V. **Estudo paramétrico da injeção de polímeros em reservatórios de petróleo.** In XX Congresso Brasileiro de Engenharia

Química (COBEQ), 20, 2014, Florianópolis. Anais... Florianópolis: Associação Brasileira de Engenharia Química, 2014, v. XX, p 1-8.

TERRY, R. E. **Enhanced Oil Recovery**. In Encyclopedia of Physical Science and Technology, 3rd Edition, vol. 18. Robert A. Meyers Ed., Academic Press, 2001, pp 503-518.

THOMAS, J. E (org.), 2001. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Editora Interciência: PETROBRAS, Rio de Janeiro, 271 p. 271.

THOMAS, S. **Enhanced oil recovery – An overview**. Oil and Gas Science and Technology, Rev., IFP – International Conference Rencontres Scientifiques de Institut Français du Pétrole, v. 63, n. 1, pp. 9-19, 2008.

TIAB, D.; DONALDSON, E. C, 2004. **Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties**. Editora Elsevier, 2ª edição, Amsterdam, 889 p.

TIRATSOO, E. N. **Petroleum geology**. New York: McGraw-Hill Book Company, Inc., 1952, 449.

TISSOT, B. P.; WELTE, D. H. **Petroleum formation and occurrence**. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2º edição, 1984, 699 p.

VERSTEEG, H. K.; MALALASEKERA, W. **An introduction to computational fluid dynamics: The finite volume method**. Malaysia: Pearson Education Limited, Longman Group Ltd, 1995, 257 p.

VIANNA, I. G. P. **Injeção de diferentes polímeros na simulação de produção de um reservatório**. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Engenharia de Petróleo). Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, 2016, 41 p.

WALTERS, C. C., 2006. **The origin of petroleum. Capter 2: Practical Advances in Petroleum Processing.** Hsu, C.S; Robinson, P. (Editores). Volume 1, Springer Science Business Media, Inc., 2006, pp 79-101.

WANG, Y.; KOVSCEK, A. R.; BRIGHAM, W. E. **A study of the effect of mobility ratios on pattern displacement behavior and streamlines to infer permeability fields permeability media.** SUPRI TR 115, U.S. Department of Energy, Assistant Secretary for Fossil Energy. Disponível em <<https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/pereports/MS/Wang98.pdf>>. Acesso em 11 de novembro de 2015.

WADSLEY, W. A. **Modelling reservoir geometry with non-rectangular coordinate grids.** In: Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE, v. 55. Dallas. Anais... Dallas: Society of Petroleum Engineers, v. 55, p 1-14, 1980.

WILLHITE, G. P. **Waterflooding.** Richardson: Society of Petroleum Engineers, SPE textbook series, v. 3, 1986, 326 p.

ZOU, C. N.; YANG, Z.; TAO, S. Z.; YUAN, X. J.; ZHU, R. K.; HOU, L. H.; WU, S. T.; SUN, L.; ZHANG, G. S.; BAI, B.; WANG, L.; GAO, X. H.; PANG, Z. L. **Continuous hydrocarbon accumulation over a large area as a distinguishing characteristic of unconventional petroleum: The Ordos Basin, North-Central China.** Beijing, China: Earth-Science Reviews, v. 126, 2013, p. 358–369.