

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA
MODELAGEM, SIMULAÇÃO, OTIMIZAÇÃO E CONTROLE DE PROCESSOS

LEONARDO MENDONÇA TENÓRIO DE MAGALHÃES OLIVEIRA

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA EM
RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO UTILIZANDO CONFIGURAÇÃO *FIVE-SPOTS***

Maceió

2015

LEONARDO MENDONÇA TENÓRIO DE MAGALHÃES OLIVEIRA

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA EM
RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO UTILIZANDO CONFIGURAÇÃO *FIVE-SPOTS***

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal de Alagoas, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Química.

Orientadora: Prof^a. Dra. Sandra Helena Vieira de Carvalho.

Coorientador: Prof. Dr. José Luis Gomes Marinho.

Maceió

2015

Catálogo na fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Central
Divisão de Tratamento Técnico
Bibliotecária: Maria Helena Mendes Lessa

O48m Oliveira, Leonardo Mendonça Tenório de Magalhães.
 Modelagem e simulação da recuperação secundária em reservatórios de
 petróleo utilizando configuração *five-spots* / Leonardo Mendonça Tenório de
 Magalhães Oliveira. – Maceió, 2015.
 117 f.: il.

Orientadora: Sandra Helena Vieira de Carvalho.
Coorientador: José Luis Gomes Marinho.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Universidade Federal
de Alagoas. Maceió, 2015.

Bibliografia: f. 111-117.

1. Recuperação secundária - Óleo. 2. Petróleo. 3. Simulação
fluidodinâmica. Título.

CDU: 66.0:622.276

Leonardo Mendonça Tenório de Magalhães Oliveira

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA RECUPERAÇÃO
SECUNDÁRIA EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO
UTILIZANDO CONFIGURAÇÃO *FIVE-SPOTS***

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Alagoas, como requisito para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Química.

Aprovada em: Maceió, 27 de abril de 2015.

BANCA EXAMINADORA

Sandra Helena Vieira de Carvalho

Prof^a. Dr^a. Sandra Helena Vieira de Carvalho (PPGEQ/UFAL – Orientadora)

José Luis G. Marinho

Prof. Dr. José Luis Gomes Marinho (CTEC/UFAL – Coorientador)

Wagner Roberto de Oliveira Pimentel

Prof. Dr. Wagner Roberto de Oliveira Pimentel (PPGEQ/UFAL)

João Paulo Lima Santos

Prof. Dr. João Paulo Lima Santos (CTEC/UFAL)

Fábio de Assis Ressel Pereira

Prof. Dr. Fábio de Assis Ressel Pereira (UFSC)

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Flávia por todo apoio, paciência e coragem inerentes ao cargo de mãe, a Josemar, meu pai, pelo encorajamento aos desafios e à minha irmã Karina pela presença e auxílio ideal, nunca se esquecendo de mim nas suas decisões.

Às minhas avós, Miriam e Enid, onde esta sempre me colocou no caminho do questionamento e aquela permitiu que todos os meus desejos se concretizassem.

A todos os meus tios e tias, principalmente: Eduardo, José Luís, Lisboa, Charles, Alana, Diana, Mylene e Maria Arlinda pela presença constante em minha vida. Isso sempre faz a diferença.

Aos meus primos, todos eles, pelos momentos de descontração e principalmente por servirem de exemplo de sucesso motivado pela competência.

Agradeço à minha namorada, Renata Laureano, por estar comigo em todos os tipos de dias - os felizes e os tristes – sem esmaecer sequer por um segundo e me ensinando a viver.

A cada um dos meus verdadeiros amigos: Aqueles do colégio, do aikido, do muay thai, da graduação, do mestrado e do inglês. São tantos a quem devo que não ousou citar, mas todos tiveram muita influência na qualidade de meu trabalho.

Em especial, ao meu amigo de graduação José Wellington, que foi um grande motivador para toda batalha que me apareceu.

À Ariane Laís Oliveira, que me mostrou, a partir de sua história de vida, como se deve ter atitude e correr atrás do que se quer.

À Ana Paula Abnoski Andriow, a qual sempre me mostra com sua amizade incomparavelmente fiel que: ‘juntos, toda luta vamos vencer’.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação de Engenharia Química da UFAL e do Programa de Recursos Humanos da ANP/PRH-40, principalmente os professores Wagner Roberto de Oliveira Pimentel, José Luis Gomes Marinho e Sandra Carvalho.

A todos os professores e amigos do Laboratório de Sistemas de Separação e Otimização de Processos – LASSOP - pelo espaço físico fornecido e conhecimento agregado no meu tempo de trabalho.

Finalmente, agradeço ao PRH-40 (Programa de Recursos Humanos da ANP) pelos auxílios financeiros e acadêmicos, os quais fizeram esse trabalho acontecer.

RESUMO

O declínio das reservas petrolíferas vem sendo observado nos últimos anos e gera interesse no desenvolvimento de novas tecnologias capazes de aproveitar ao máximo os poços e reservatórios existentes de modo a elevar a recuperação de óleo. Para tanto, são utilizados métodos de recuperação secundária e avançada de petróleo, que consistem em se injetar determinados fluidos visando um aumento do diferencial de pressão no reservatório ou modificações nas propriedades físicas do óleo para uma produção maior e mais eficiente. O método de recuperação secundária que mais se destaca, e também o mais comum é a injeção de água. Tal método já se mostrou eficiente para recuperação de óleos pesados, entretanto o desafio do ambiente pré-sal tem promovido novas pesquisas voltadas para a remoção de óleos leves. O presente trabalho, então, tem como objetivo fazer a simulação fluidodinâmica de um reservatório de petróleo de dimensões quadráticas de 80,4 m x 80,4 m x 20 m com modelo de injeção *five spots* (cinco pontos) utilizando como fluidos injetores primeiramente a água e posteriormente o gás natural e água quente, para observar a evolução de suas frações volumétricas no interior do reservatório, seu fator de recuperação de óleo, a eficiência da recuperação como um todo e uma análise qualitativa de tempo de vida útil dos poços produtores. A modelagem desenvolvida baseou-se no modelo Água-Óleo bifásico e as simulações foram desenvolvidas nos pacotes fluidodinâmicos comerciais ICEM CFD e ANSYS CFX 13.0 respectivamente. Desse modo, foi constatado um fator de recuperação acima de 65% para o processo de injeção de água, bem como uma eficiência total de recuperação de 38%, viabilizando o processo para o óleo de bacias do pré-sal. Os outros métodos permitiram a validação da modelagem uma vez que os perfis e características encontrados foram fenomenologicamente plausíveis e similares àqueles da literatura.

Palavras-chave: Recuperação secundária. Petróleo. Simulação fluidodinâmica.

ABSTRACT

The decline of oil reserves has been observed in recent years and generates interest in developing new technologies that can make the most of existing wells and reservoirs in order to increase oil recovery. For this purpose, methods and enhanced secondary recovery of oil are used, which consist of injecting fluids targeting a certain pressure increase in the tank or changes in physical properties of oil to a larger and more efficient production. The method of secondary recovery that stands out, and the most common is the water injection. This method has proved effective for recovery of heavy oil, though the challenge of the pre-salt environment has promoted further research aimed at removing light oils. This study, then, aims to make the fluid dynamics simulation of a reservoir of oil quadratic dimensions of 80.4 mx 80.4 mx 20 m with injection model five spots (five points) using as guns fluids primarily water and later natural gas and hot water, to observe the evolution of their volume fractions inside the shell, its oil recovery factor, recovery efficiency as a whole and a qualitative analysis of useful life of the producing wells. The developed model is based on two-phase oil-water model and the simulations were carried out in commercial fluid dynamic packet ICEM CFD and ANSYS CFX 13.0 respectively. Thus, a greater than 65% recovery factor for the process of injection water was observed and an overall efficiency of 38% recovery, allowing the case to the oil basins of the pre-salt. Other methods enabled to validate the model because the profiles and characteristics found are plausible and phenomenologically similar to those in the literature.

Keywords: Secondary recovery. Oil. Fluid dynamics simulation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Rocha geradora folhelho betuminoso.....	27
Figura 2 – Rochas reservatório arenito e calcário respectivamente.....	27
Figura 3 – Esquema que mostra a migração até o reservatório e a rocha capeadora (selo) no topo, acumulando os hidrocarbonetos.....	28
Figura 4 – Exemplificação do ângulo de contato do sistema água-óleo-sólido.	33
Figura 5 – Viscosidade do óleo saturado vs. viscosidade do óleo morto.....	36
Figura 6 – Esquema de injeção periférica.	45
Figura 7 – Esquemas de injeção em malhas, com poços injetores ao redor e o poço produtor na área central.	45
Figura 8 – Recuperação secundária por injeção de água.	46
Figura 9 – Padrão de fluxo esperado em recuperações secundárias com água.	47
Figura 10 – Recuperação secundária por injeção de gás natural.	48
Figura 11 – Comportamento da vazão de recuperação por injeção cíclica de vapor.....	50
Figura 12 – Recuperação por injeção contínua de vapor.	50
Figura 13 – Recuperação por combustão in situ.....	51
Figura 14 – Recuperação avançada por injeção de CO₂ miscível.	55
Figura 15 – Esquema geológico da camada pré-sal.....	59
Figura 16 – Geologia dos reservatórios pré-sal com especificação de um volume de controle de dimensões reduzidas que representa o domínio de reservatório selecionado para a modelagem.	78
Figura 17 – Dimensões do domínio de reservatório e poços. (a) Vista superior do reservatório com distâncias laterais e poço-a-poço; (b) Vista lateral do reservatório com ênfase na profundidade; (c) Diâmetro e comprimento de um dos poços (todos simétricos).....	79
Figura 18 – (a) Malha quadrática não estruturada gerada no ANSYS ICEM CFD. (b) Ênfase de um dos poços, onde os elementos foram reduzidos para maior precisão dos cálculos iniciais.	80
Figura 19 – Diagrama de casos estudados.	84
Figura 20 – Diagrama de casos estudados.	91
Figura 21 – Variação da fração volumétrica da água em plano horizontal superior do reservatório.....	93
Figura 22 – Plano de corte vertical para análise de profundidade.....	94
Figura 23 – Variação da fração volumétrica da água em plano vertical.	95

Figura 24 – Variação da fração volumétrica da água em plano vertical.	96
Figura 25 – Fator de recuperação para vazão de injeção de 0,1 kg/s.	97
Figura 26 – Perfis de varrido e eficiência de recuperação para vazão de injeção de 0,1 kg/s.	98
Figura 27 – Saturação e razão água-óleo no poço produtor para vazão de injeção de 0,1 kg/s.	99
Figura 28 – Influência da vazão no fator de recuperação.	100
Figura 29 – Variação da razão água-óleo em termos da vazão com o tempo de processo. ...	101
Figura 30 – Perfil de fluxo horizontal (à esquerda) e vertical (à direita) para injeção de gás natural.	103
Figura 31 – Fator de recuperação dos processos com injeção de água (em azul) e gás natural (em cinza).	104
Figura 32 – Perfil de fluxo horizontal (à esquerda) e perfil de fluxo vertical (à direita) para recuperação de óleo pesado.	105
Figura 33 – Fator de recuperação e eficiência de processo para recuperação de óleo pesado.	106
Figura 34 – Fração volumétrica de água para o caso isotérmico (à direita) e térmico (à esquerda).	107
Figura 35 – Fator de recuperação para o injeção de água quente (azul) e injeção de água isotérmica com o reservatório (vermelho).	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Composição química geral de óleo cru (% massa).....	23
Tabela 2 – Classes de óleos de acordo com a American Petroleum Institute.	25
Tabela 3 – Características da análise quantitativa.	83
Tabela 4 – Propriedades da formação rochosa.	85
Tabela 5 – Propriedades físicas dos fluidos (petróleo x água).	85
Tabela 6 – Propriedades físicas dos fluidos (petróleo x gás natural).....	86
Tabela 7 – Propriedades de transporte de óleo pesado.	86
Tabela 8 – Propriedades dos fluidos sob análise térmica.	87
Tabela 9 – Considerações iniciais de injeção de fluido.	89
Tabela 10 – Características da simulação da malha piloto.....	89
Tabela 11 – Propriedades dos fluidos nas simulações do estudo de influência de malha.	91
Tabela 12 – Propriedades dos fluidos nas simulações do estudo de influência de malha.	91
Tabela 13 – Tempo médio de viabilidade do processo de recuperação.....	102

LISTA DE SÍMBOLOS

°API – Grau da American Petroleum Institute para classificação de óleos

γ – Porosidade absoluta (-)

V_v – Volume de vazios (m^3)

V_t – Volume total rochoso (m^3)

γ_{ef} – Porosidade efetiva (-)

V_{ef} – Volume efetivo dos poros de rocha (m^3)

v_x – Velocidade aparente (cm/s)

μ – Viscosidade absoluta (cp)

$\frac{\partial p}{\partial x}$ – Variação da pressão com o deslocamento (atm/cm)

q – Vazão volumétrica (cm^3/s)

A – Área da seção transversal ao escoamento (cm^2)

K_x – Permeabilidade absoluta (cm^2 ou m^2)

h_i – Espessura da fração de rocha i (m).

L_i – Largura de cada fração de rocha i (m)

r_n – N-ésimo raio em série (m)

r_i – Raio da camada i (m)

k_{ro} – Razão de permeabilidade efetiva pela absoluta para o óleo (-)

k_{rg} – Razão de permeabilidade efetiva pela absoluta para o gás (-)

k_{rw} – Razão de permeabilidade efetiva pela absoluta para a água (-)

S_o – Saturação do óleo (-)

S_g – Saturação do gás (-)

S_w – Saturação da água (-)

V_o – Volume da fase óleo (m^3)

V_g – Volume da fase gás (m^3)

V_w – Volume da fase de água (m^3)

V_p – Volume poroso (m^3)

σ_{ow} – Tensão interfacial entre o óleo e a água (N/m)

σ_{ws} – Tensão interfacial entre a água e o sólido (N/m)

σ_{os} – Tensão interfacial entre o óleo e o sólido (N/m)

σ_A – Tensão de adesão (N/m)

μ_{om} – Viscosidade do óleo morto (Pa.s)
 R_s – Razão de solubilidade (SCF/STB)
 x_i – fração molar do componente i (-)
 c_f – Compressibilidade (Pa⁻¹)
 ∂V_p – Diferencial de volume poroso (m³)
 λ – Molhabilidade (m⁴/N . s)
 M – Razão de mobilidade (-)
 P_{cap} - Pressão capilar entre as fases (Pa)
 p_i – Pressão da fase i (Pa)
 p_j – Pressão da fase j (Pa)
 σ_{ij} – Tensão interfacial entre i-j (N/m)
 θ – Ângulo de contato dos fluidos com o sólido (Graus ou Radianos)
 r – Raio do capilar (cm ou m)
 \vec{U} – Vetor velocidade real (m/s)
 ρ – Massa específica do fluido (Kg/m³)
 μ_e – Viscosidade efetiva (Pa.s)
 \mathbf{R} – Resistência ao fluxo no meio poroso (-)
 \mathbf{K} – Tensor porosidade de área (-)
 Φ – Potencial de fluxo (-)
 ∇p – Gradiente de pressão (Pa, atm)
 Re – Número de Reynolds (-)
 f_i – Fração volumétrica do componente i (-)
 RGO – Razão gás-óleo (-)
 RAO – Razão água-óleo (-)
 V_{Sg} – Vazão de saída de gás (m³/s)
 V_{So} – Vazão de saída de óleo (m³/s)
 V_{Sa} – Vazão de saída de água (m³/s)
 ΔS – Variação de saturação (-)
 F_R – Fator de Recuperação (-)
 V_{oi} – Volume de óleo inicial (m³)
 $S_{o(t)}$ – Saturação de óleo no tempo t (-)
 $S_{o(t+\Delta t)}$ – Saturação de óleo no tempo t+ Δt (-)
 $V_{o(t)}$ – Volume de óleo no tempo t (m³)

$V_{o(t+\Delta t)}$ – Volume de óleo no tempo $t+\Delta t$ (m^3)

ΔV_o – Variação de volume de óleo (m^3)

$A_{\alpha\beta}$ – Densidade de área superficial (-)

$Re_{\alpha\beta}$ – Número de Reynolds da mistura (-)

$Pr_{\alpha\beta}$ – Número de Prandtl da mistura (-)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Considerações Iniciais	18
1.2	Objetivos	20
1.2.1	Objetivos Gerais	20
1.2.2	Objetivos Específicos	21
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	22
2.1	O petróleo	22
2.1.1	História do Petróleo	22
2.1.2	Definição e Composição	23
2.1.3	Origens e Formação.....	25
2.1.4	Rochas Geradoras.....	26
2.1.5	Rochas Reservatório	27
2.1.6	Rochas Selantes e Aprisionamentos.....	28
2.3	Propriedades das rochas e dos fluidos	29
2.3.1	Porosidade.....	29
2.3.2	Permeabilidade	30
2.3.3	Saturação.....	32
2.3.4	Molhabilidade	33
2.3.5	Fator Volume-Formação.....	34
2.3.6	Solubilidade e Razão de Solubilidade	35
2.3.7	Viscosidade	35
2.3.8	Compressibilidade	37
2.3.9	Mobilidade e Razão de Mobilidade.....	38
2.3.10	Pressão Capilar.....	38
2.3.11	Tensão interfacial	39
2.3.12	Fração Volumétrica	40

2.3.13	Razão Entre Fluidos	40
2.4	Mecanismos de produção de petróleo	41
2.4.1	Mecanismo de gás em solução	41
2.4.2	Mecanismo de capa de gás.....	42
2.4.3	Mecanismo de influxo de água	42
2.4.4	Segregação gravitacional	43
2.5	Recuperações secundária e avançada de petróleo	43
2.5.1	Métodos de injeção.....	44
2.6	Principais métodos de recuperação	46
2.6.1	Recuperação Secundária	46
2.6.2	Recuperação Avançada ou Especial.....	48
2.6.3	Eficiência de Recuperação	57
2.6.4	Fator de Recuperação	58
2.7	Pré-sal	58
2.8	Escoamento multifásico	60
2.8.1	Modelos Gerais	60
2.8.2	Modelos de Transferência Interfacial	61
2.9	Fluidodinâmica computacional.....	63
2.9.1	Definições	63
2.9.2	Histórico.....	63
2.9.3	Etapas de Simulação em CFD's	64
2.10	Modelagem matemática em meios porosos.....	65
2.10.1	Equações de Conservação no Sistema Poroso	65
2.10.2	Modelos de Reservatórios.....	67
3	ESTADO DA ARTE.....	70
3.1	Injeção de água e de vapor	70
3.2	Injeção de CO2	73
3.3	Outros métodos.....	74

3.4	Formas de reservatórios e esquemas de injeção utilizados na literatura	75
4	MATERIAIS E METODOLOGIA.....	77
4.1	Sistema considerado	77
4.2	Geração da malha não-estruturada	79
4.3	Modelo matemático proposto.....	80
4.4	Estudos de casos	83
4.5	Condições iniciais e de contorno	84
4.5.1	Propriedades dos Fluidos	84
4.5.2	Natureza da Modelagem	88
4.6	Materiais utilizados	89
5	RESULTADOS.....	90
5.1	Influência de malha	90
5.2	Escoamento isotérmico de óleos leves	92
5.2.1	Análise qualitativa.....	92
5.2.2	Análise quantitativa	97
5.3	Recuperação com injeção de gás natural.....	102
5.4	Recuperação de óleos pesados.....	104
5.5	Recuperação com injeção de água quente	106
6	CONCLUSÕES	109
7	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	111
	REFERÊNCIAS	112

1 INTRODUÇÃO

Nesta seção se encontram as motivações iniciais para o trabalho ser desenvolvido, tais como os problemas raízes e como eles têm afetado o mundo. Assim, a ideia da dissertação é lançada como uma opção de proposta de melhoria ou solução.

1.1 Considerações Iniciais

Em pleno século XXI a tecnologia avança ilimitadamente nas diversas áreas de conhecimento com suas respectivas aplicações. Nas indústrias farmacêutica, têxtil, automobilística, de telecomunicações, etc. inúmeras inovações têm sido alcançadas para melhoria da qualidade de vida do homem em seu sentido de praticidade e eficiência.

O mundo vive em uma era onde existe um aumento desenfreado do consumismo gerado pelo aumento populacional e vontade de se viver mais e melhor. Assim, o sistema capitalista acaba por gerar uma demanda que precisa ser suprida para dar continuidade a padrões de vida sociais e tecnológicos.

Entretanto, atualmente grande parte dos itens em consumo no mundo, assim como os combustíveis de forças motrizes empregados, são de origem fóssil, tendo o petróleo e gás natural como fontes primárias. Isso exhibe que se é fortemente dependente de fontes não renováveis de energia, e que a maior parcela da tecnologia da contemporaneidade está sujeita a não funcionar em uma realidade sem petróleo.

Por isso, existe uma mobilização focalizada da comunidade científica para se buscar novas fontes de energia ou ainda o direcionamento de esforços para melhoria da eficiência de uso das atuais não renováveis. Essa melhoria muitas vezes está associada à forma como a matéria-prima energética é extraída e utilizada na indústria.

Até a década de 1970, a produção de petróleo era traçada principalmente a partir do uso da energia primária do reservatório em que ele se encontrava. Ou seja, a diferença de pressão entre o reservatório e o fundo do poço gerava a força motriz necessária para a elevação do óleo.

Porém, após a crise do petróleo na década de 1970, quando foi constatada a escassez de reservas petrolíferas e o preço do barril de petróleo atingiu patamares quase três vezes maiores que o normal, iniciou-se uma busca por alternativas (e investimento nas existentes) que melhor utilizassem os poços de petróleo maduros (já explorados) principalmente porque se observou que naquele ponto só era atingida uma faixa de recuperação entre 15% a 30% do total de óleo contido no reservatório.

A essa nova metodologia de extração foi dado o nome de recuperação secundária e avançada de petróleo, que se baseia na injeção de determinados fluidos no interior do reservatório com o intuito de facilitar a retirada de óleo residual dos poros da rocha e transportá-lo de maneira mais rápida e eficiente para a superfície. Tal processo pode se basear apenas em um gradiente de pressão adicional gerado pelo fluido (recuperação secundária), em um aquecimento tornando o óleo menos viscoso e mais móvel, ou até melhorando da solubilidade de modo a se retirar mais óleo do corpo poroso (recuperações avançadas).

Os processos de recuperação de petróleo podem ser utilizados com a finalidade de recuperar o máximo de óleo possível ou também impulsionar a produção para suprir a demanda de forma mais rápida. Atualmente, tais métodos são utilizados com os dois intuitos simultaneamente, visto que ambos são de suma importância.

Dentre os métodos de recuperação mais utilizados, se destacam aqueles onde o fluido de injeção é menos oneroso e de fácil separação do óleo. A água em sua forma natural ou na de vapor são os fluidos mais empregados nesse processo. Porém existem métodos que apresentam fatores de recuperação também relevantes como a injeção de gás natural, injeção alternada de vapor e água e a injeção de gás carbônico.

O processo, de modo geral, consiste em injetar esses fluidos por poços injetores de entrada e (diferentes dos produtores), com isso, criar uma frente de imiscibilidade (ou miscibilidade) que possa deslocar o óleo dos poros e aumentar sua mobilidade no interior da rocha reservatório, levando-o até os poços produtores.

As tecnologias de recuperação secundária e avançada de petróleo muito se voltam para a extração de óleos pesados por serem de maior viscosidade e densidade, o que inerentemente dificulta seu movimento de escoamento através de um espaço poroso a depender das características e condições do reservatório. Mas se mostra importante também incorporar essa tecnologia e estudos para reservas de óleos leves, principalmente visando à maiores fator de recuperação para eles.

O ambiente pré-sal é um exemplo claro de desafio e demanda de tecnologias de recuperação de óleos intermediários e leves que se encontram em condições extremas de pressão e profundidade, onde ainda não foram adequados todos os métodos para esse cenário.

Dentre as principais ferramentas usadas para pesquisa envolvendo escoamento de fluidos, se encontra a fluidodinâmica computacional a qual, a partir de modelos matemáticos representativos do processo, executa simulações baseadas em um volume de controle geométrico, chamado aqui de malha, com a forma e características físico-químicas idênticas ao sistema real de escoamento onde, no caso em questão, é o reservatório de óleo.

O fenômeno que rege o processo de escoamento de fluidos engloba os princípios de conservação de massa e momento que aparecem na forma de largos sistemas de equações diferenciais parciais (EDP's) por se tratar de sistemas bifásicos (fluido-óleo). Com o método dos elementos finitos, que procura dividir um domínio em volumes menores e aplicar as equações de conservação e condições iniciais a cada elemento individual, a fluidodinâmica computacional, a partir de considerações de interdependência de um elemento com seus vizinhos, busca calcular esses sistemas de EDP's de modo prático e confiável.

Então, este trabalho tem como objetivo fazer a modelagem e simulação fluidodinâmica, utilizando o pacote comercial ANSYS® CFX 13.0, de um reservatório de óleos leves com características daqueles encontrados em pré-sal, sob o processo de recuperação secundária a partir da injeção de água comparando tal metodologia com outras que permeiem a recuperação secundária ou avançada.

O foco do trabalho se amplia sobre o desenvolvimento matemático de um modelo de escoamento em meio poroso que seja capaz de fornecer informações de desempenho do reservatório buscando o máximo de produção a partir do cálculo do fator de recuperação para cada metodologia de recuperação. Também é aspirada a estimativa de vida útil do poço, com a atribuição ao momento em que o mesmo deixa de ser produtivo.

Portanto, a contribuição deste trabalho se apresenta na forma de uma previsão de viabilidade do uso de metodologias de melhor aproveitamento de reservatórios com as características pouco exploradas do pré-sal, levando a crer que isso possa impulsionar as indústrias a implementarem o método e o meio acadêmico a explorar melhoramentos nessa área.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivos Gerais

Estudar numericamente a recuperação de óleos leves de um reservatório petrolífero tridimensional de dimensões quadráticas a partir da fluidodinâmica computacional utilizando o pacote comercial ANSYS CFX 13.0.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Modelar matematicamente o problema do escoamento multifásico fluido-óleo em um reservatório petrolífero de geometria quadrática.
- Estudar a quantitativamente, fração volumétrica, eficiência de varrido, eficiência de recuperação e fator de recuperação.
- Analisar as saturações de produção, ou seja, frações óleo/fluido que saem do reservatório, viabilizando o máximo de produção.
- Prever o tempo de vida útil do poço produtor.
- Analisar o desempenho da malha na recuperação de óleo.
- Comparar com resultados da literatura.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Esta seção está reservada para descrever todo aparato teórico utilizado na produção desse trabalho. Aqui serão citados tópicos referentes à definição de petróleo, seu histórico de influência no mundo, os métodos de recuperação secundária e avançada que foram desenvolvidos, as definições e modelos de escoamento multifásico utilizados, conceitos de fluidodinâmica computacional e como essas ferramentas aparecem para resolver os problemas de cálculos em reservatórios.

2.1 O petróleo

2.1.1 História do petróleo

Derivado do latim de “*petra*” e “*oleum*”, petróleo significa em português “pedra de óleo” e esta designação foi dada devido o óleo ter sua origem em rochas. A história de utilização do petróleo remonta mais de 4 mil anos com registros de materiais desenvolvidos pelos povos antigos com derivação ou uso direto do petróleo. Os babilônicos utilizavam asfalto para assentar tijolos, os fenícios utilizaram o betume na calafetação das embarcações, os egípcios empregaram petróleo na pavimentação de estradas, construções e embalsamamento de mortos e os gregos e romanos por sua vez o incorporaram em vertentes militares. Outras civilizações também fizeram uso do petróleo para diversos fins, retirando o óleo de exsudações naturais encontradas pelos continentes (THOMAS, 2004).

Somente no século XVIII, começou-se a usar o petróleo mais largamente, porém com usos limitados à indústria de iluminação e farmacêutica, onde era utilizado como tônico para várias finalidades: desde combate a cálculos renais até câimbras.

A primeira descoberta de um poço foi creditada oficialmente ao Coronel Edwin L. Drake, que em 1859 encontrou petróleo em uma área a 21 metros de profundidade e produziu 2m³/dia aproximadamente. Ele utilizou um sistema de percussão à vapor para perfurar e retirar o óleo. No Brasil, há relatos somente em 1897, quando o fazendeiro Eugênio Ferreira de Camargo perfurou em São Paulo o que foi considerado o primeiro poço petrolífero do país (THOMAS, 2004).

O avanço da revolução industrial por si só movimentou o desenvolvimento de novas técnicas de produção e gerou necessidades mais amplas de fontes de energia para suprir as

fábricas ou os novos produtos em vista, de modo que levou ao descobrimento e perfuração de novas reservas devido à atenção recebida por novos investimentos (WALISIEWICZ, 2008).

A partir do momento em que se fez uso da destilação no petróleo e se pôde avaliar seus derivados como fontes declaradas de energia e na fabricação de plásticos, tintas, parafinas e afins, o interesse na busca de poços de petróleo se tornou mais intenso. Desde então, se tornou a atividade que movimenta a mais importante área da indústria extrativista do mundo, tendo como principais produtores a Arábia Saudita, Rússia e Estados Unidos, estando o Brasil na 13ª posição (EXAME, 2013).

2.1.2 Definição e composição

O petróleo é definido por Zílio e Pinto (2002) como uma mistura de compostos químicos orgânicos que ocorrem de forma não-artificial. Tal formação orgânica é caracterizada pela presença de hidrocarbonetos e outros derivados sulfurados, nitrogenados, oxigenados e organo-metálicos. Devido à alta composição de carbono e hidrogênio, os hidrocarbonetos atuam em 90% da composição global do óleo. Na Tabela 1 abaixo se encontra a composição média do petróleo encontrado no mundo (THOMAS, 2004).

Tabela 1 – Composição química geral de óleo cru (% massa).

Substância	Fração (%)
Hidrogênio	11-14%
Carbono	83-87%
Enxofre	0,06-8%
Nitrogênio	0,11-1,7%
Oxigênio	0,1-2%
Metais	até 0,3%

Fonte: THOMAS, 2004.

De acordo com Silva (2004), são compostos abundantemente de carbono em uma proporção média de 84% e hidrogênio em 13%, apresentando composições e estruturas moleculares variadas. Devido à alta presença de hidrocarbonetos no petróleo, a qualidade e grau de pureza do óleo são utilizadas como indicadores de frações indesejáveis.

Os hidrocarbonetos que podem ser encontrados no petróleo são classificados de acordo com o número de carbonos existentes em sua cadeia e, conseqüentemente, seu peso molecular médio. Segundo Thomas (2004) e Ribeiro (2008) eles se dividem em:

- Hidrocarbonetos saturados (alcanos) – São formados apenas por átomos de carbono e hidrogênio unidos por ligações simples. Podem ser subdivididos em:
 - a) Parafínicos normais: Possuem cadeia linear.
 - b) Parafínicos ramificados: São caracterizados pelas ramificações na cadeia carbônica e ganham denominação diferenciada com o prefixo “-iso” (isoparafinas).
 - c) Parafínicos cíclicos: Apresentam disposição de seus átomos de carbono em forma de anel. São conhecidos como naftênicos.
- Hidrocarbonetos insaturados – São formados por átomos de carbono e hidrogênio que apresentam ligações duplas (alcenos) ou triplas (alcinos) entre seus átomos. Constituem um grupo altamente reativo (instável).
- Hidrocarbonetos aromáticos – São constituídos por ligações duplas ou triplas entre os átomos de carbono e hidrogênio apresentando a forma cíclica, ou seja, de anel. Possuem maior estabilidade que os compostos insaturados e recebem este nome pelo odor pronunciado de seu composto mais simples, o benzeno.

Há também a presença, em menor escala, de outros componentes tais como compostos sulfarados (enxofre), nitrogenados (nitrogênio na forma de piridinas), oxigenados (ácidos carboxílicos, fenóis, cetonas, etc.), metálicos (sais orgânicos e compostos organometálicos), resinas e asfaltenos (moléculas grandes formadas por anéis, geralmente aromáticos).

Para o petróleo bruto, foi proposto por Tissot e Welte (1984) uma classificação em seis grupos com base na concentração dos tipos de hidrocarbonetos presentes no óleo:

- Classe parafínica – Caracterizada pela presença de pelo menos 75% de parafinas. São os óleos mais leves, de baixa viscosidade e com teores reduzidos de contaminantes e teor de enxofre menor que 1%.
- Classe parafínico-naftênica – Os óleos apresentam entre 50 e 70% de parafinas, das quais cerca de 20% a 40% são naftênicas. São mais viscosos e densos que os parafínicos, mas mantém o teor de enxofre abaixo de 1%.
- Classe naftênica – Compreende óleos que são formados por uma concentração de mais de 70% em hidrocarbonetos naftênicos e apresentam baixo teor de enxofre.
- Classe aromática intermediária – Engloba os óleos com concentrações de aromáticos acima de 50% e possuem um teor mais elevado que os anteriores de resinas e asfaltenos e frações de enxofre acima de 1%.
- Classe aromático-naftênica – Os óleos são caracterizados pelo início de uma biodegradação, onde foram removidas as parafinas. Possuem fração de naftênicos de

pelo menos 25% e as concentrações de parafínicos em geral é menor que 10% e pode chegar a conter mais de 25% em resinas e asfaltenos, embora o teor de enxofre seja geralmente menor que 1%.

- Classe aromático-asfáltica – São óleos que se formam devido a uma avançada biodegradação, o que leva a um teor de resinas e asfaltenos acima de 35% e altos teores de enxofre, podendo chegar até 9%.

Outra classificação mais comumente referenciada tanto nas áreas de prospecção e exploração quanto em refinarias, é aquela baseada no °API. Esta escala de medição se baseia na medida da densidade relativa do petróleo e foi desenvolvida pelo *American Petroleum Institute* (API). Óleos com elevados °API tendem a ter preços mais elevados (LAMMOGLIA e SOUZA FILHO, 2012). A Tabela 2 mostra o quadro referente à essa classificação.

Tabela 2 – Classes de óleos de acordo com a *American Petroleum Institute*.

Tipo de Óleo	Classificação ° API
Leve	≥ 30
Intermediário	$22 \leq \text{°API} < 30$
Pesado	< 22

Fonte: LAMMOGLIA e SOUZA FILHO, 2012.

A Equação (1) abaixo mostra a maneira de calcular o °API de óleos como função de sua massa específica relativa ρ^* :

$$\text{°API} = \frac{141,5}{\rho^*} - 131,5 \quad (1)$$

Onde a massa específica é medida na condição padrão de 20°C e 1 atm.

2.1.3 Origens e Formação

As origens do petróleo estão interligadas diretamente com as transformações que a terra vem sofrendo nos últimos milhões de anos. De acordo com Barker (1983), a teoria mais comumente aceita para a origem do petróleo é a da teoria biogênica.

Nesta teoria, o petróleo se forma a partir de depósitos de matéria orgânica aprisionada por detritos e sedimentos, passando por processos de transformação química na ausência de oxigênio e sob determinadas condições de temperatura e pressão. Nos mares, o principal meio

orgânico para fonte de matéria orgânica deposta é o fitoplâncton e algas marinhas, e em terra a matéria proveniente de animais e vegetações mortas.

Segundo Thomas (2004), variando-se as condições de aprisionamento e os tipos de matéria-orgânica e sedimentos, a quantidade e variedades de hidrocarbonetos formados também se modificam.

O processo de formação, entretanto, é subdividido em quatro estágios evolutivos. Considerando-se um ambiente propício e com material orgânico deposto, ocorre (THOMAS, 2004):

- 1) Diagenese - Alta atividade bacteriana provocando reorganização celular e transformando a matéria orgânica em querogênio. Este processo ocorre a temperaturas medianas na faixa de 65°C e tem como principal produto o gás metano bioquímico.
- 2) Catagenese – Segunda etapa evolutiva do petróleo, onde há um aumento de temperatura até faixas próximas a 165°C às quais ocorre a quebra das moléculas de querogênio resultando na formação de hidrocarbonetos líquidos e gás. É onde propriamente forma-se o petróleo.
- 3) Metagenese – Terceira etapa, onde a temperatura do processo atinge 210°C e há a quebra de moléculas de hidrocarbonetos, resultando em grandes quantidades de gás leve.
- 4) Metamorfismo – Aumentando-se gradativamente a temperatura no processo de formação, gera-se a degradação dos hidrocarbonetos, resultando produtos remanescentes como grafite, gás carbônico e gás metano residual.

Então, de acordo com Thomas (2004), o processo de geração de petróleo é meramente resultante de fatores ambientais, como captação de energia solar, fotossíntese, deposição de matéria orgânica, pressão gerada pela sedimentação e temperatura associada à compressão e fluxo de calor oriundo do interior da terra.

2.1.4 Rochas geradoras

O petróleo é gerado em uma rocha fonte (ou geradora) e migra para a rocha reservatório, onde fica retida sob a rocha capeadora (ou selante). O processo de migração do petróleo, de acordo com Thomas (2004), se dá pelo microfraturamento das rochas geradoras de baixa permeabilidade, que propicia um fluxo de fluido através delas até o reservatório. A isso se dá o nome de migração primária. A migração secundária refere-se ao percurso que o óleo faz através de rochas com alta permeabilidade até ser contida por uma armadilha

geológica. A rocha geradora mais comum é o folhelho e a Figura 1 esquematiza esse tipo de rocha.

Figura 1 – Rocha geradora folhelho betuminoso.



Fonte: mineiopar (Serviço Geológico do Paraná), 2014.

2.1.5 Rochas reservatório

Após as migrações, o petróleo tende a se acumular na chamada rocha reservatório, a qual pode ter qualquer origem ou natureza, mas deve, como principal característica, apresentar espaços vazios em seu interior, ou seja, apresentar um grau regular de porosidade para lhe conferir permeabilidade (ROSA et al., 2011). Exemplos de rochas desse tipo seriam arenitos e rochas carbonatadas como o calcário, conforme a Figura 2 abaixo.

Figura 2 – Rochas reservatório arenito e calcário respectivamente.



Fonte: mineiopar (Serviço Geológico do Paraná), 2014.

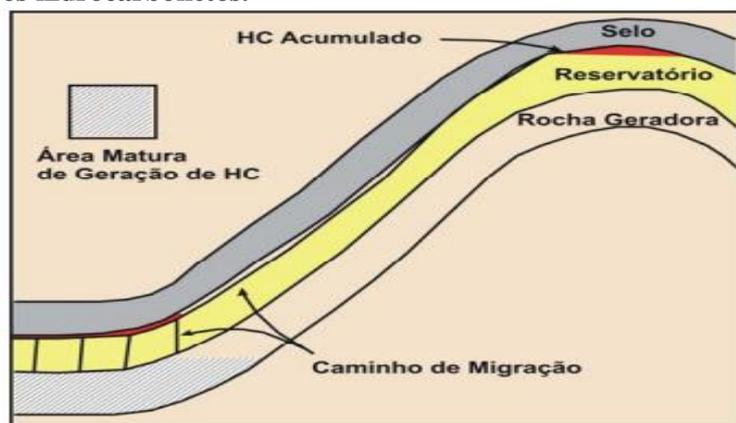
Os reservatórios podem ser classificados de acordo com o estado físico que se encontram os hidrocarbonetos armazenados. Podem ser reservatórios de óleo, reservatórios de gás ou ainda reservatórios com as duas fases em equilíbrio.

Para os reservatórios de óleo, a mistura líquida pode receber o nome de óleo saturado ou sub-saturado, a depender se está até ou acima da pressão de bolha respectivamente. Já para os reservatórios de gás, ocorrem quando a mistura de hidrocarbonetos está no estado gasoso nas condições de reservatório, isto é, pressão e temperatura passando do ponto de orvalho. Os componentes líquidos e gasosos aparecem de modo simultâneo na região de equilíbrio líquido-vapor, ou seja, entre os pontos de bolha e orvalho do sistema (BARILLAS, 2005).

2.1.6 Rochas selantes e aprisionamentos

Após a geração e migração para o reservatório, a fim de que não ocorra o fenômeno de exsudação (petróleo chegar à superfície), os hidrocarbonetos formados são retidos na rocha reservatório pela chamada rocha selante ou capeadora (Figura 3 em cinza). De acordo com Thomas (2004), duas classes desse tipo de rocha são muito comuns: os folhelhos e evaporitos (sal). Entre os fatores que tornam uma rocha com propriedades selantes estão a baixa permeabilidade, sua espessura e extensão.

Figura 3 – Esquema que mostra a migração até o reservatório e a rocha capeadora (selo) no topo, acumulando os hidrocarbonetos.



Fonte: SOUZA, 2009.

Outro requisito para a jazida de petróleo existir é a existência de trapas ou armadilhas de aprisionamento para o óleo e gás, que consistem em conformações do ambiente devido às tensões que geram falhas e dobras na crosta terrestre. Elas podem ser:

- Estruturais – Forma mais comum de aprisionamento. Ocorre em regiões sujeitas a compressões horizontais.
- Estratigráficas – Ocorre em áreas sujeitas a compressões verticais.
- Mistas (combinadas) – É a ocorrência dos dois tipos de compressões já citadas numa mesma armadilha.

As trapas possuem características similares às das rochas onde o petróleo se acumula, entretanto os poros dessas rochas ou são de baixa permeabilidade ou estão preenchidos com água, e esta saturação impede o avanço do óleo ou gás (MORENGHI, 2007).

2.3 Propriedades das rochas e dos fluidos

De acordo com Green e Willhite (1998), em um reservatório de petróleo os poros da rocha estão preenchidos com óleo (e/ou gás) e uma quantidade significativa de água saturada nesses poros e as forças interfaciais do sistema água-óleo-rocha influenciam nas condições de escoamento da fase fluida. Então, quando se trata de um ambiente particulado na presença de fluidos, existem propriedades muito importantes que governam as interações envolvidas que caracterizam o sistema e a forma como ele interage em sua vizinhança. Tais parâmetros característicos são citados a seguir:

2.3.1 Porosidade

No que diz respeito à engenharia de reservatórios, que lida diretamente com rochas e fluidos, a porosidade é uma das principais propriedades pois é responsável pela medição da fração de espaços vazios no interior de uma rocha. Segundo ROSA et al. (2011), ela se divide em duas definições de acordo com a forma que se dispõem os vazios:

- 1) **Porosidade absoluta (γ)** – É a relação entre o volume de vazios totais pelo volume da rocha em amostra, conforme a Equação (2).

$$\gamma = V_v / V_t \quad (2)$$

Onde V_v é o volume de vazios e V_t é o volume total da rocha.

- 2) **Porosidade efetiva (γ_{ef})** – É a relação entre o volume de vazios interligados pelo volume total da rocha, de acordo com a Equação (3).

$$\gamma_{ef} = \frac{V_{ef}}{V_t} \quad (3)$$

Onde V_{ef} é o volume efetivo dos poros, ou seja, referente aos poros interconectados.

Para a engenharia de petróleo, segundo Rosa et al. (2011), a porosidade efetiva é a mais importante porque são os espaços interconectados que favorecem o escoamento de óleo e conseqüentemente acarreta no volume produzido.

A porosidade desenvolvida durante a formação da rocha é denominada de primária, enquanto aquela que aparece após a rocha gerada, devido a tensões e esforços mecânicos é dita secundária (THOMAS, 2004).

O tamanho dos poros, a distribuição pelo corpo rochoso e as microfissuras existentes desempenham um papel de grande importância no fenômeno de transferência de calor devido sua resistência térmica de condução e diferentes superfícies de contato (ABID et al., 2014).

2.3.2 Permeabilidade

É uma propriedade dos materiais particulados (K) que aparece como uma função inversamente proporcional ao grau de resistência ao escoamento de um fluido no meio. Ela é definida pela Lei de Darcy, Equação (4), e representa uma propriedade de rocha saturada por um único fluido escoando (COTIA, 2012).

$$v_x = \frac{q}{A} = \frac{K_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (4)$$

Onde a Equação (4) representa a Lei de Darcy para um escoamento unidirecional (em x), com:

v_x – Velocidade aparente (cm/s);

μ – Viscosidade absoluta (cp);

$\frac{\partial p}{\partial x}$ – Variação da pressão com o deslocamento (atm/cm)

q – Vazão volumétrica (cm³/s)

A – Área da seção transversal ao escoamento (cm²)

K_x – Permeabilidade absoluta (cm²)

A permeabilidade pode ser expressa em diversas conformações de fluxo como:

a) Fluxo linear paralelo:

$$k_m = \frac{\sum k_i h_i}{h_i} \quad (5)$$

Onde k_i é a permeabilidade da fração de rocha i e h_i é a espessura da fração de rocha i .

b) Fluxo linear em série:

$$k_m = \frac{\sum L_i}{\sum L_i / k_i} \quad (6)$$

Em que L_i é a largura de cada fração de rocha i .

c) Fluxo radial em série:

$$k_m = \frac{\ln(r_n/r_1)}{\sum \ln(r_i/r_{i-1}) / k_i} \quad (7)$$

Onde r_n é o n-ésimo raio em série e r_i é o raio da camada i .

De acordo com Iglesias (2009), a heterogeneidade do corpo rochoso é um fator que muitas vezes atrapalha medições acuradas de permeabilidade. Em sistemas reais de reservatórios de petróleo não há o escoamento com apenas uma substância, mas existe a presença no mínimo de água e óleo dentro dos poros das rochas. Com isso, aparecem para o escoamento multifásico as equações de permeabilidade efetiva, que definem a permeabilidade considerando-se duas ou mais substâncias em solução (COTIA, 2012).

A Equação (8) abaixo mostra a permeabilidade efetiva (m^2 no S.I.) de acordo com a Lei de Darcy (no cálculo da vazão) para o escoamento na direção x e para um sistema considerado multicomponente com i substâncias envolvidas:

$$q_i = - \frac{K K_i A}{\mu_i} \frac{\partial p_i}{\partial x} \quad (8)$$

Onde K é a permeabilidade da rocha e as demais propriedades são similares às da Lei de Darcy original para o fluido com a permeabilidade desejada.

No estudo de reservatórios usualmente considera-se o valor da permeabilidade após uma normalização, ou seja, divide-se a permeabilidade efetiva pela absoluta para se chegar às permeabilidades relativas ou razões de permeabilidades tais como:

$$k_{ro} = k_o / K_x \quad (9)$$

$$k_{rg} = k_g / K_x \quad (10)$$

$$k_{rw} = k_w / K_x \quad (11)$$

Onde os índices “o”, “g” e “w” representam dados para o óleo, gás e água, respectivamente, atribuídos nos parâmetros das equações acima.

2.3.3 Saturação

A saturação é a propriedade que fornece a quantidade de fluidos existentes nos poros de um reservatório em termos de seu volume ocupado. Em geral, é um valor que aparece em termos percentuais. Então, para o óleo, água e gás as saturações são dadas por:

$$S_o = V_o / V_p \quad (12)$$

$$S_g = V_g / V_p \quad (13)$$

$$S_w = V_w / V_p \quad (14)$$

Onde V_o , V_g e V_w (em m³ no S.I.) são os volumes das fases óleo, gás e água respectivamente e V_p corresponde ao volume poroso ocupado pelo sistema multifásico.

Então, a partir das relações anteriores, observa-se que necessariamente o somatório das solubilidades das substâncias envolvidas será igual à unidade devido à relação envolver o mesmo volume poroso total para cada componente.

A saturação também é uma propriedade que está intimamente ligada à permeabilidade. Ou seja, à medida que a saturação de um fluido aumenta em relação a outro, então sua permeabilidade relativa também aumenta. Para um reservatório composto apenas por água e óleo, a permeabilidade relativa desses fluidos podem ser representadas pelas Equações (15) e (16) de acordo com Naveira (2007).

$$k_{rw} = (S_w)^2 \quad (15)$$

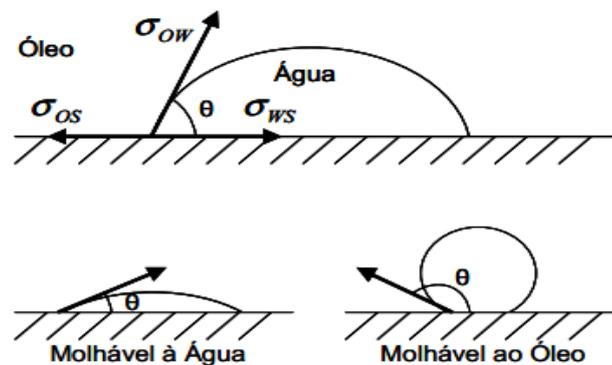
$$k_{ro} = (1 - S_w)^2 \quad (16)$$

2.3.4 Molhabilidade

Em termos de engenharia, a molhabilidade é uma propriedade dos sólidos de estar preferencialmente em contato (sendo molhado) por um determinado fluido em detrimento de outro (ROSA et al., 2011).

Quando se tem um sistema óleo, água e rocha, onde os fluidos estão depositos sobre o sólido, aparecem três tensões interfaciais cada uma referente às interfaces bifásicas conforme a Figura 4 abaixo:

Figura 4 – Exemplificação do ângulo de contato do sistema água-óleo-sólido.



Fonte: FAERSTEIN, 2010.

Onde,

σ_{ow} – Tensão interfacial entre o óleo e a água;

σ_{ws} – Tensão interfacial entre a água e o sólido;

σ_{os} – Tensão interfacial entre o óleo e o sólido;

Onde há ainda a presença de um ângulo de contato θ que varia de 0° a 180° medido entre o fluido mais denso e o sólido. Quando esse ângulo de contato é menor que 90° , diz-se que o líquido mais denso molha preferencialmente o sólido e quando é maior que 90° , diz-se que o líquido menos denso molha preferencialmente o sólido.

Com isto, aparece a propriedade tensão de adesão (σ_A) como sendo a diferença de tensões ao longo do sólido:

$$\sigma_A = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos\theta \quad (17)$$

De acordo com Rosa et al. (2011), a tensão de adesão é responsável pela ascensão ou depressão de fluidos em capilares, ou seja, determina qual fluido molha preferencialmente o sólido e, juntamente com a molhabilidade, varia com o tipo de fluido e sólidos envolvidos.

Dos métodos mais precisos para medição da molhabilidade é a partir da determinação do ângulo de contato, porém existem muitas dificuldades de aplicação neste tipo de medição devido à complexidade da geometria dos poros das rochas e a química complexa dos fluidos envolvidos (FAERSTEIN, 2010).

2.3.5 Fator volume-formação

É denominado fator volume-formação a propriedade que compara os volumes de fluidos nas condições de pressão e temperatura dentro da formação do reservatório com seus respectivos volumes nas condições padrão (standard) em superfície. A Equação (18) exprime tal fator:

$$B_i = \frac{\text{Volume de fluido no reservatório}}{\text{Volume de fluido na superfície}} \quad (18)$$

Onde B_i é o fator volume-formação referente ao fluido i .

Essa propriedade aparece porque pode haver grandes quantidades de gás dissolvido no óleo no reservatório (em profundidade) e à medida que esse óleo vai sendo elevado, com a redução da pressão as frações leves tendem a vaporizar e o volume original da fase líquida reduzir.

2.3.6 Solubilidade e razão de solubilidade

A propriedade que mensura o quanto uma substância preferencialmente dissolve-se em outra é chamada de solubilidade e é uma função da temperatura e concentração. Em estudos de reservatórios de petróleo, que envolvem misturas de hidrocarbonetos a dadas condições de pressão e temperatura existe de forma geral certa quantidade de gás dissolvido na fase líquida (ROSA et al., 2011). Com isso a razão de solubilidade é definida como sendo a relação do volume de gás dissolvido pelo volume de óleo no reservatório (ambos nas condições standard) conforme a Equação (19):

$$R_S = \frac{\text{Volume de gás dissolvido}}{\text{Volume de óleo no reservatório (ou tanque)}} \quad (19)$$

É uma importante propriedade quando se necessita saber o volume de gás de um reservatório e como irá se comportar a mistura líquido-gás durante o escoamento, ou seja, prever regimes e padrões de escoamento.

2.3.7 Viscosidade

Viscosidade é uma propriedade dos fluidos que mede o grau de resistência às tensões de cisalhamento, que é a razão entre o módulo da componente tangencial da força e a área da superfície sobre a qual essa força é aplicada.

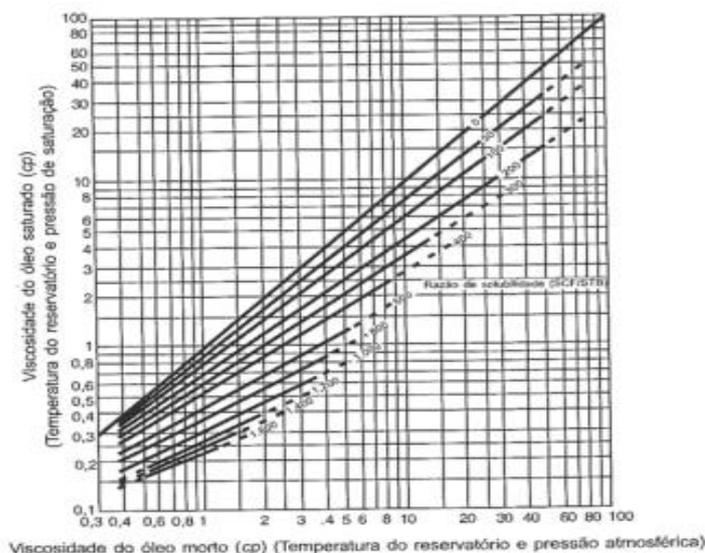
Em termos físicos, é um coeficiente de proporcionalidade que relaciona a tensão cisalhante e o gradiente de velocidade de escoamento.

De acordo com Bird et al. (2002), para líquidos a viscosidade diminui com a temperatura enquanto que para gases a viscosidade aumenta com a temperatura. Isso porque nos líquidos, devido ao espaçamento relativamente curto entre as moléculas, o aumento de temperatura gera uma redução entre a atração molecular diminuindo a resistência ao escoamento, enquanto que nos gases ocorre um aumento da energia cinética e consequentemente os choques entre as moléculas, acarretando um aumento na viscosidade.

Newton desenvolveu uma lei que define uma relação linear entre a tensão de cisalhamento e a variação de velocidade para grande parte dos fluidos. Entretanto o petróleo não se comporta na maior parte dos casos como um fluido newtoniano, sendo necessárias outras correlações para descrever seu comportamento.

Uma relação proposta por Rosa et al. (2011), é a partir da correlação de Chew e Connally que dão uma estimativa da viscosidade de um óleo saturado (óleo na pressão de bolha) e é mostrada na Figura 5 abaixo:

Figura 5 – Viscosidade do óleo saturado vs. viscosidade do óleo morto.



Fonte: ROSA et al., 2011; CHEW e CONNALLY, 1959.

Onde o óleo morto seria o óleo obtido nas condições de tanque, ou seja, quase nas condições-padrão.

Essa correlação, de acordo com Standing (1951), pode ser representada analiticamente como:

$$\mu_{ob}(cp) = A(\mu_{om})^b \quad (20)$$

Onde μ_{om} é a viscosidade do óleo morto e μ_{ob} a viscosidade do óleo saturado, ambos em centipoise. Os coeficientes da Equação (20) são estimados de acordo com:

$$A = \text{anti log}[R_s(2,2 \cdot 10^{-7} R_s - 7,4 \cdot 10^{-4})] \quad (21)$$

$$b = \frac{0,68}{10^{8,62} \cdot 10^{-5} R_s} + \frac{0,25}{10^{1,1} \cdot 10^{-3} R_s} + \frac{0,062}{10^{3,74} \cdot 10^{-3} R_s} \quad (22)$$

e R_s é a razão de solubilidade, expressa em SCF/STB (ft³/bbl).

Segundo Dutra (1987) apud Queiroz (2006), existe correlações exponenciais que pressupõem a viscosidade do óleo com a temperatura tais como:

$$\mu_o = e^{e^{(a_4 - b_4 \ln T)}} - 1,05 \quad (23)$$

Onde a_4 e b_4 são parâmetros calculados através de valores tabelados que relacionam a temperatura em graus Fahrenheit e a viscosidade do óleo em centipoise.

E a viscosidade da água em reservatórios pode ser estimada como função da temperatura (T) que é apresentada por Farouq Ali (1970):

$$\mu_w = \frac{2185}{(40,12 + 0,00515477T) - 1000} \quad (24)$$

Em um método para se estimar a viscosidade de misturas de substância como o óleo e água, admite-se a regra para soluções ideais, onde a viscosidade pode ser expressa como o somatório ponderado das respectivas viscosidades individuais de acordo com a seguinte equação:

$$\mu = \sum_{i=1}^n x_i \mu_i \quad (25)$$

Onde x_i e μ_i são a fração molar e a viscosidade do componente i respectivamente.

2.3.8 Compressibilidade

A compressibilidade (c_f) é a propriedade dos fluidos que se refere à redução volumétrica quando este é sujeito a pressões externas, onde esta redução de volume acompanha um aumento da massa específica.

Então, a relação entre a variação volumétrica dos poros e a variação da pressão aplicada neles é chamada de compressibilidade efetiva da formação rochosa ou reservatório conforme a equação abaixo:

$$c_f = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial P} \quad (26)$$

Onde ∂V_p é o diferencial de volume poroso (m^3 no S.I.), V_p é o volume dos poros e ∂P é o diferencial de pressão exercida (Pa no S.I.).

2.3.9 Mobilidade e Razão de Mobilidade

Em sistemas multifásicos é comum atribuir propriedades que regem seu escoamento e a mobilidade é uma característica que expressa o quanto se move o fluido no interior dos poros em detrimento do quão viscoso ele é.

Assim, a mobilidade (λ) é definida como a relação entre a permeabilidade efetiva a esse fluido e sua viscosidade, nas condições do meio rochoso. Considerando um reservatório de petróleo, três fluidos estarão presentes nos poros e suas mobilidades serão definidas de acordo com as equações abaixo:

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} \quad (27)$$

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} \quad (28)$$

$$\lambda_g = \frac{k_g}{\mu_g} \quad (29)$$

Já a razão de mobilidade (M) é a relação entre a mobilidade do fluido deslocante (λ_D) atrás da frente de avanço do mesmo e a mobilidade do fluido deslocado do banco deste fluido (λ_i). Então, para um fluido deslocado i , a razão de mobilidade será:

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_i} \quad (30)$$

2.3.10 Pressão Capilar

A pressão capilar se refere à pressão exercida em espaços de diâmetro mínimo, ditos tubos capilares, e os poros de uma rocha reservatório são semelhantes a tubos capilares. Quando se tem uma interface multifásica em tubos de grandes diâmetros, essa interface entre os fluidos é plana porque as forças atuantes nas paredes relacionadas à molhabilidade ficam distribuídas numa área grande e não penetram no interior. Por isso, diz-se que a pressão dos fluidos na interface é igual.

Em termos de tubos capilares, as forças de superfície induzidas devido à molhabilidade preferencial ao sólido pelos fluidos se estendem por toda interface, causando diferenças de pressão mensuráveis entre as fases pela interface (COTIA, 2012; WILLHITE, 1986).

Para um tubo capilar de raio r , define-se matematicamente pressão capilar como:

$$P_{cap} = p_i - p_j = \frac{2\sigma_{ij}\cos\theta}{r} \quad (31)$$

Onde,

P_{cap} - Pressão capilar entre as fases;

p_i - Pressão da fase i ;

p_j - Pressão da fase j ;

σ_{ij} - Tensão interfacial entre i - j ;

θ - Ângulo de contato dos fluidos com o sólido;

r - Raio do capilar;

A pressão capilar é uma propriedade que pode assumir valores positivos e negativos e o sinal possui apenas função representativa para determinar a fase de menor pressão.

2.3.11 Tensão interfacial

Na interface entre fluidos que possuem certo grau de imiscibilidade, formam-se forças atrativas entre as moléculas que, a esse conjunto, dá-se o nome de tensão interfacial ou superficial (GODINHO, 2009). A energia envolvida nas forças atrativas possui objetivo de aumentar a área da interface entre os fluidos, o que implica que a tensão interfacial é também uma medida da miscibilidade, ou seja, quanto menor a tensão interfacial, mais as fases presentes serão miscíveis entre si (COTIA, 2012).

O mecanismo desse fenômeno se baseia no fato de que as partículas da superfície de interface possuem maior energia e devido ao desequilíbrio energético das moléculas adjacentes, gera-se uma força resultante que tende a puxar as moléculas da interface para o seio das fases (COTIA, 2012).

A tensão interfacial é medida em unidades de força/comprimento e para fluidos, então, muito geralmente em dina/cm ou não comumente no S.I., em N/m.

2.3.12 Fração Volumétrica

A fração volumétrica é uma propriedade que indica a concentração de determinada substância em termos de volume. Ou seja, é a relação entre volume de fluido requerido por volume total de mistura.

No caso de reservatórios de petróleo, em geral se encontram retidos água, óleos e gases no interior dos poros. Isso leva a frações volumétricas para cada uma dessas substâncias em relação ao conteúdo total de fluido presente. Portanto, define-se matematicamente a fração volumétrica de um dado fluido i num sistema como:

$$f_i = \frac{\text{Volume de fluido } i \text{ no sistema}}{\text{Volume total do sistema}} \quad (32)$$

2.3.13 Razão Entre Fluidos

Existem fatores que são utilizados como ferramentas de avaliação do tempo de vida útil de um reservatório. Dentre eles, se apresenta a razão entre os fluidos de injeção e de produção, os quais indicam a quantidade de óleo (ou gás) retirada em detrimento ao que se injeta de fluido de recuperação.

A *RGO* (razão gás-óleo), como na Equação (33), é a relação entre a vazão de saída de gás (V_{Sg}) e a vazão de óleo (V_{So}). Já a *RAO* (razão água-óleo) se apresenta como a razão entre a vazão de saída de água (V_{Sa}) e a vazão de óleo (V_{So}), de acordo com a Equação (34):

$$RGO = V_{Sg}/V_{So} \quad (33)$$

$$RAO = V_{Sa}/V_{So} \quad (34)$$

Tais cálculos podem indicar que para valores elevados desta razão, o reservatório já está bastante esvaziado e uma análise econômica mostra se ainda é viável ou não a continuação do processo de recuperação.

Ainda, se mostra comum o cálculo da razão de saída de água e sedimentos produzidos em detrimento da vazão de óleo, a chamada “*basic sediments and water*” (BSW).

2.4 Mecanismos de produção de petróleo

Para a elevação natural dos fluidos contidos no reservatório, é necessário que eles disponham de certa parcela de energia baseada no gradiente de pressão existente na rocha onde se encontram. A essa energia, dá-se o nome de energia primária (THOMAS, 2004).

Então, segundo Thomas (2004), para a ocorrência de produção, é condição satisfatória e suficiente pelo menos um dos dois efeitos abaixo:

- Descompressão, que causa expansão dos fluidos e contração do volume poroso.
- Deslocamento de fluido por outro fluido.

Os conjuntos de fatores que causam esses efeitos são chamados de mecanismos de produção, os quais quatro mecanismos se destacam entre os demais: mecanismo de gás em solução, mecanismo de capa de gás, mecanismo de influxo de água e segregação gravitacional.

2.4.1 Mecanismo de gás em solução

À medida que a energia primária de um reservatório vai caindo, frações de óleo mais leves tendem a vaporizar devido à maior expansão do gás em relação ao líquido e ocorre, com isso, o deslocamento do óleo para fora dos poros.

Entretanto, ao passo que a pressão vai caindo, mais hidrocarbonetos vão se vaporizando, iniciando a formação de uma fase contínua que flui no meio poroso junto ao óleo para a produção, esvaindo a energia que deveria manter o reservatório produzindo (THOMAS, 2004; BARILLAS, 2005).

E se o gás é produzido muito precocemente, a *RGO* (razão gás/óleo) aumenta muito e isso implica numa maior quantidade de gás por volume de óleo retirado e, conseqüentemente, uma maior energia levada pelo gás, fazendo com que a queda de pressão seja mais acentuada desde o início do processo (BARILLAS, 2005).

Esse método não é aplicável a grandes massas de água ou gás na jazida e não produz altas recuperações. De acordo com Thomas (2004), em geral as frações recuperadas são inferiores a 20% do volume original da jazida.

2.4.2 Mecanismo de capa de gás

Há reservatórios que a depender das condições físicas iniciais de pressão e temperatura, pode haver um equilíbrio multifásico líquido-vapor. É o caso de reservatórios com capas de gás, ou seja, uma zona de gás na parte superior.

Esse gás da capa atua como agente produtivo devido à redução de pressão que ocorre na zona de óleo com o início da produção no poço. Essa queda de pressão é transmitida para o gás da capa que se expande começando a penetrar nos espaços ocupados antes pelo óleo. Devido à compressibilidade do gás, sua expansão ocorre sem quedas significativas de pressão no reservatório (NAVEIRA, 2007).

O tamanho dessa capa de gás é um dos fatores que determinam a aplicabilidade deste mecanismo, assim como a vazão de produção que não deve ser muito alta para que haja tempo de a queda de pressão ser totalmente transmitida até a capa de gás. Espera-se uma recuperação média de 20 a 30% do volume da jazida (THOMAS, 2004).

2.4.3 Mecanismo de influxo de água

Neste mecanismo é necessário que se tenha em contato com o reservatório alguma outra formação rochosa saturada com grandes volumes de água (aquífero). Ou seja, ambos devem estar intimamente ligados de modo que alterações na formação aquosa provoque alterações no reservatório também e vice versa.

A queda de pressão no reservatório durante a produção de óleo é transmitida até o aquífero, que por sua vez responde com a expansão da água nele contida, fazendo com que o espaço poroso que comporta a água seja insuficiente dado o volume expandido. Então, há uma invasão da zona de óleo pelo volume de água que expandiu. É esse influxo de água que atua como força motriz para manter a pressão elevada e deslocar o óleo para a área de produção (THOMAS, 2004).

O método só é viável caso o volume de rocha saturada de água seja substancialmente grande, de modo que, devido à baixa compressibilidade dos líquidos, seja possível sentirem a redução da pressão a ponto de produzir altos influxos de água (BARILLAS, 2005).

2.4.4 Segregação gravitacional

Não necessariamente é mais um mecanismo de produção. A segregação gravitacional atua mais como um agente otimizador dos outros mecanismos citados, onde a gravidade é o agente de melhoria da produção.

O mecanismo se dá devido à diferença de densidade entre os fluidos presentes no reservatório, de modo que a gravidade os ordena, facilitando os mecanismos de gás ou influxo de água (NAVEIRA, 2007).

De acordo com Thomas (2004), são necessárias vazões favoráveis à manifestação da segregação. Caso haja vazões muito altas, por exemplo, isso inviabiliza a formação de capa de gás.

2.5 Recuperações secundária e avançada de petróleo

Os hidrocarbonetos atualmente correspondem à matéria prima mais utilizada para fontes de energia no mundo, possuindo inúmeras aplicações na indústria de primeira, segunda e terceira gerações. Suas origens fósseis na forma de petróleo remonta a ideia de que é uma fonte energética não renovável e de demanda contínua.

De acordo com Queiroz (2006), o declínio das reservas petrolíferas que vem sendo observado nos últimos anos gera interesse no desenvolvimento de novas tecnologias capazes de aproveitar ao máximo os poços e reservatórios existentes de modo a elevar a recuperação de óleo e atender à demanda.

Na década de 1970 os países produtores de óleo começaram a regular sua produção de óleo devido à preocupação com o limitado número de reservas petrolíferas e consequentemente pela natureza não renovável dessa matéria prima. Isso gerou uma crise no setor financeiro do petróleo levando o preço dos barris a quase que triplicarem.

Então, nesse período, os Estados Unidos iniciaram procedimentos inovadores que visavam o máximo aproveitamento de poços maduros e se baseava no aperfeiçoamento da recuperação por pressurização. Era a chamada recuperação avançada de petróleo, pois havia se constatado que apenas 30% a 40% do óleo que se tinham eram produzidos pelos métodos de elevação e recuperação convencionais (COTIA, 2012).

Para que um poço produza é necessário que a pressão interna do reservatório seja maior que a pressão no fundo do poço de modo que haja assim a chamada elevação natural do óleo. Ou seja, há a contração dos poros com essa despressurização e expansão dos fluidos neles.

Assim, faz-se o uso da energia primária do reservatório na exploração do óleo. (CURBELO, 2006).

Nesse processo de recuperação primária (com uso da pressão interna do reservatório), a recuperação máxima média alcançada de óleo original gira em torno de 15% (CUNHA, 2010; BRESSAN, 2008).

Os métodos de recuperação avançada se dividem de acordo com o tipo de fluido que se injeta para pressurização do reservatório. Eles são identificados como:

1. Recuperação Secundária – Na recuperação secundária os fluidos utilizados para injeção são a água ou gás imiscível.
2. Recuperação Terciária ou Especial – Existe uma série de fluidos de injeção tais como vapor, fluidos quentes, polímeros, CO_2 , gás miscível, ar, entre outros.

De acordo com Queiroz (2006), os métodos de recuperação secundária têm como objetivo promover uma alternativa mecânica para manter a pressão constante no reservatório, implicando num fator de recuperação mais elevado de óleo ou um aumento de produção em curto prazo e que segundo Cordazzo (2006) tais gradientes de pressão necessários não seriam supridos por bombas hidráulicas devido à maior complexidade do problema.

Já os métodos de recuperação avançada vão além do suprimento da necessidade mecânica e visam principalmente a modificação de propriedades físico-químicas do óleo de modo a aumentar sua capacidade de escoamento pela formação rochosa (MOZAFFARI et al., 2013).

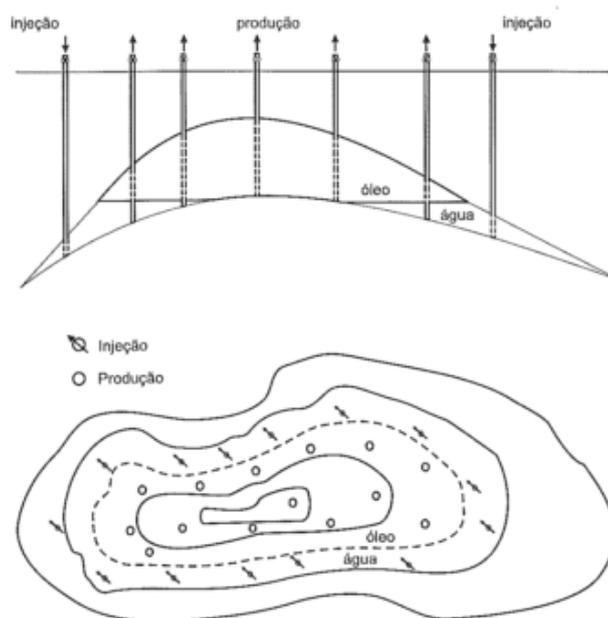
2.5.1 Métodos de injeção

Durante a execução de um projeto de recuperação, são cogitadas as melhores maneiras de distribuir os poços injetores e produtores de modo que variam com a estrutura do reservatório e com o objetivo da recuperação, se é maior aproveitamento do poço ou aumento de produção.

Dentre os métodos de injeção existentes os mais comumente encontrados são:

- a) **Injeção periférica:** Neste grupo os poços produtores se concentram em uma área fixa e os injetores em outra área. No caso, os poços periféricos são de injeção e as centrais são de produção, conforme demonstrado na Figura 6:

Figura 6 – Esquema de injeção periférica.



Fonte: ROSA et al., 2011.

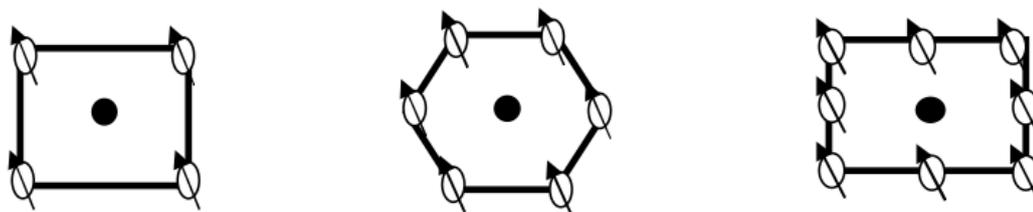
Normalmente a diferença de densidade entre os fluidos injetado e deslocado favorece a recuperação nesse esquema.

- b) **Injeção em malhas:** É chamada de injeção em padrão repetido, ou seja, a área superficial do reservatório é dividida em malhas iguais com esquema não aleatório de distribuição dos poços.

Essas malhas podem se apresentar em linha direta, onde os poços injetores e produtores estão alinhados paralelamente uns aos outros ou linhas esconsas, quando não existe esse alinhamento e há uma defasagem de meia distância entre poços de mesmo tipo.

O caso mais comum para este modelo de malhas é o poligonal, que como exemplo se tem a malha *five-spot* (cinco pontos), *seven-spot* (sete pontos) e *nine-spot* (nove pontos), conforme mostrado na Figura 7 abaixo:

Figura 7 – Esquemas de injeção em malhas, com poços injetores ao redor e o poço produtor na área central.



Fonte: NAVEIRA, 2007.

Essas malhas mostradas são chamadas do tipo normal ou em linhas diretas, que significa que o poço de produção é o central. Entretanto existem os modelos inversos, onde os poços de injeção são cercados pelos produtores, que são, em geral, menos comuns.

2.6 Principais métodos de recuperação

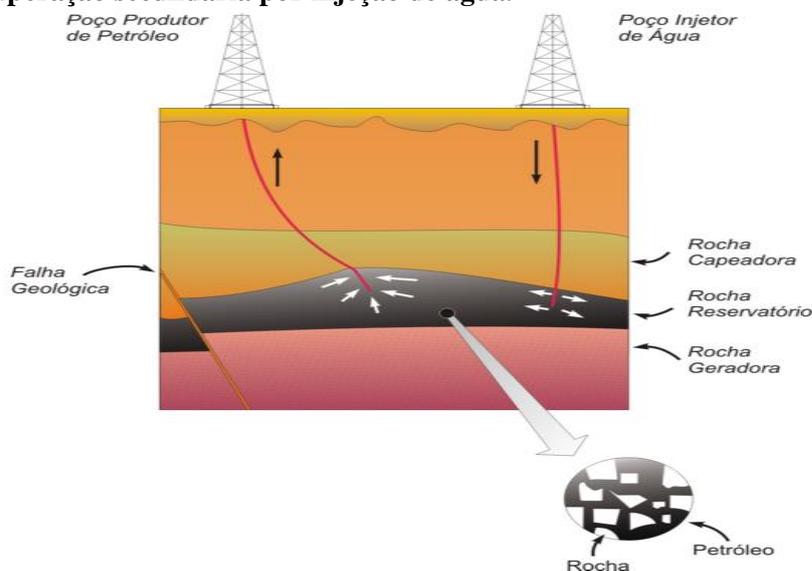
2.6.1 Recuperação Secundária

A recuperação secundária é aquela onde à energia primária do reservatório é adicionada uma quantia de energia proveniente de fontes externas. Segundo Johnston & Wingen (1948) ela é definida como qualquer energia extra que auxilie a produção de óleo, que não aquela nativa do reservatório. Em geral, para tanto é utilizada a injeção de fluidos na promoção desse fenômeno.

Na recuperação secundária, o fluido mais utilizado para injeção é a água (Figura 8), que tem como objetivo deslocar o óleo existente ou residual dos poros do reservatório na direção dos poços de produção, aumentando a produtividade ou melhor viabilizando um poço já muito explorado (poço maduro).

A água possui amplo uso principalmente pelo custo benéfico do processo, por ser um fluido que também é produzido durante a exploração de óleo e também por possuir alta imiscibilidade com o óleo, garantindo assim a formação de uma frente de deslocamento baseada em energia piezométrica (QUEIROZ, 2006).

Figura 8 – Recuperação secundária por injeção de água.



Fonte: CORDAZZO, 2006.

Segundo Queiroz (2006), a água de injeção pode ter quatro origens diferentes:

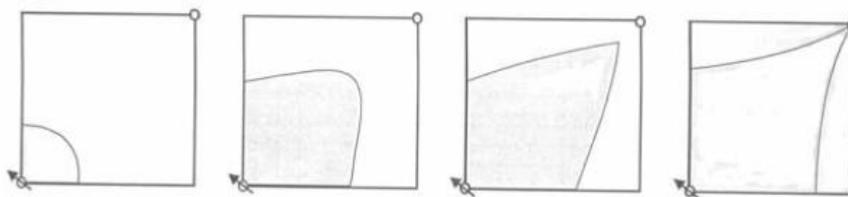
- Água subterrânea, coletada em mananciais de superfície por meio de poços;
- Água de superfície provenientes de lagos, rios, etc;
- Água do mar (salina);
- Água que vem juntamente à produção de petróleo – água produzida.

Esta água captada passa por processos de purificação antes de ser injetada, principalmente se for água produzida, que possui quantidades de hidrocarbonetos parcialmente dissolvidos e precisam ser recuperados. Em outros casos, como águas provenientes de lagos e rios, deve-se priorizar um controle bacteriológico e remoção de sólidos (ROSA et al., 2011).

Este método é baseado no aumento da saturação de água em torno do poço injetor e pela consequente formação de um banco de óleo à frente da água injetada, o qual se desloca para o poço produtor (ROSA et al., 2011).

Ainda de acordo com Rosa et al. (2011) quando se utiliza o esquema de injeção *five spots* com poço produtor central e em recuperação secundária com água, existe uma tendência à formação de um perfil padrão de fluxo de fluido injetor em direção ao poço produtor (Figura 9) que pode ser mais ou menos acentuado a depender das propriedades do reservatório e dos próprios fluidos.

Figura 9 – Padrão de fluxo esperado em recuperações secundárias com água.

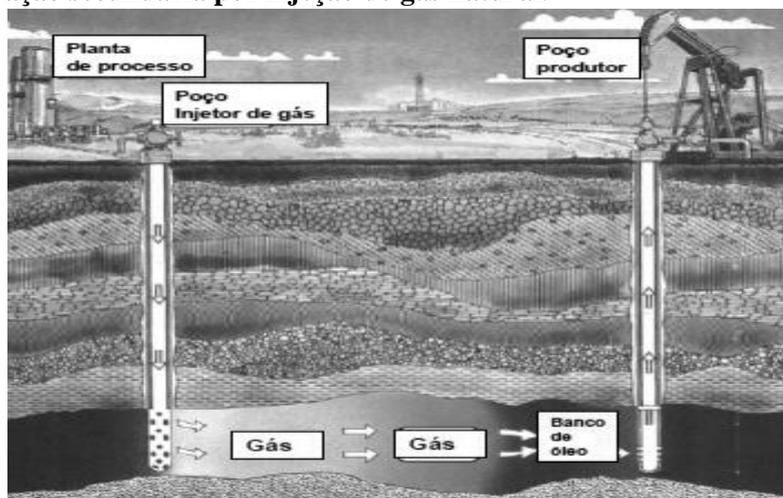


Fonte: ROSA et al., 2011.

Para recuperação secundária, também é muito comum a injeção de gás natural. Segundo Queiroz (2006), quando a recuperação secundária se baseia na injeção desse fluido, o gás pode ser injetado com a mesma composição daquele produzido e faz-se uso de compressores para o fornecimento das vazões necessárias para produção de óleo. O processo se baseia na formação de uma capa imiscível onde o gás projeta mecanicamente o óleo para fora dos poros da rocha reservatório.

No uso de gás, exige-se também que ele esteja isento de umidade, levando o poço produtor e injetor estarem relativamente muito próximos para não haver absorção de umidade no transporte. A Figura 10 mostra esquematicamente a recuperação por injeção de gás.

Figura 10 – Recuperação secundária por injeção de gás natural.



Fonte: SANTOS et al., 2010.

2.6.2 Recuperação avançada ou especial

2.6.2.1 Métodos térmicos

Os métodos térmicos visam contornar uma propriedade física do óleo que atua predominantemente na molhabilidade, mobilidade e permeabilidade durante a produção: a alta viscosidade (VOLTATONI, 2012).

a) Injeção de fluidos quentes

Este método objetiva aquecer o reservatório de modo a aumentar a recuperação. Isso ocorre devido à mudança em propriedades físico-químicas do óleo, como a redução da viscosidade e densidade pelo aumento da temperatura, o que também provoca uma expansão dos fluitos (dilatação) e aumenta a eficiência de deslocamento. Existem três benefícios primários de acordo com Rosa et al. (2011) nos métodos de injeção de fluidos quentes.

- Taxa de melhoria da viscosidade – Ocorre na prática no início do aumento de temperatura. Após uma faixa, o ganho em redução de viscosidade é muito baixo, inviabilizando ou restringindo o processo. Além disso, observa-se que para óleos leves a redução da viscosidade é mais acentuada que para óleos pesados.

- Dilatação térmica – É outro efeito associado ao aquecimento. Dependendo de sua composição, a dilatação do óleo pode chegar a até 20% em volume durante injeção de vapor d'água.
- Formação de solvente – O terceiro benefício visível é a formação de um solvente à base de frações leves (voláteis) do óleo que aparece devido ao processo de destilação, principalmente às altas temperaturas. Esse solvente forma um banco miscível à frente da zona de vapor, favorecendo a mobilidade do óleo.

Dentro da injeção de fluidos quentes, existem três possibilidades de agregar esta metodologia ao processo de recuperação (ROSA et al., 2011):

- 1) **Injeção de água quente** – Se apresenta como o tipo mais básico de recuperação térmica, embora não o mais comum. Com poucas modificações, no caso da instalação de trocadores de calor, uma planta de recuperação secundária convencional pode se tornar à base de injeção de água quente.

Este método pode ser usado em muitos reservatórios onde o vapor não pode, tais como formações sensíveis à água doce e aquelas com altas pressões, onde a temperatura de vapor seria excessiva podendo levar à fraturas.

- 2) **Injeção de vapor** – É um método que pode ser usado de modo contínuo ou ciclicamente.

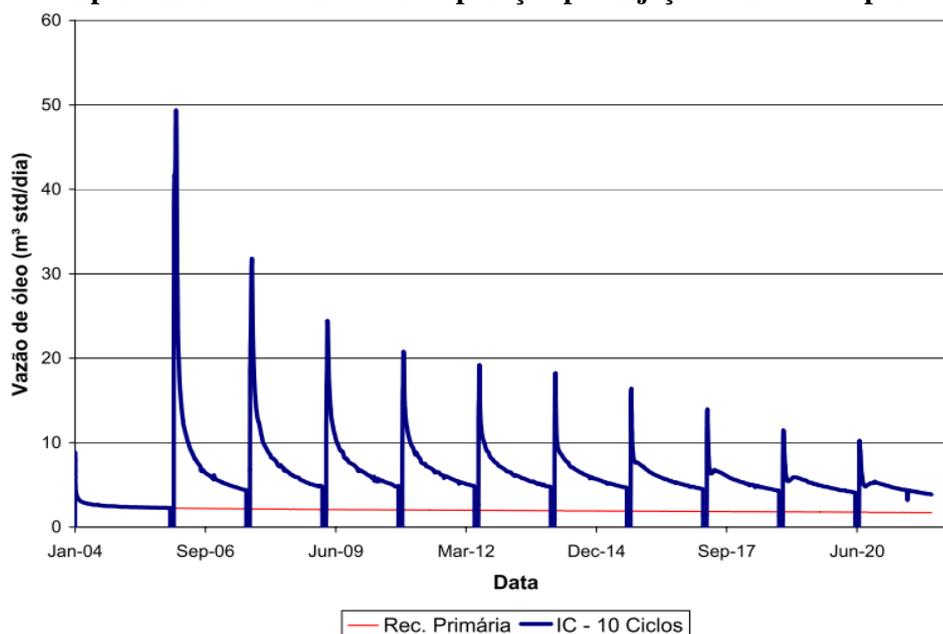
A injeção cíclica de vapor é usada como complementar a recuperação primária, principalmente em reservatórios de óleos pesados. Tanto a injeção quanto produção ocorrem, geralmente, num mesmo poço e o processo é um benefício devido à redução viscosa do óleo e pelos seus efeitos de limpeza ao redor do poço produtor, viabilizando a pressão interna do reservatório a elevar o óleo naturalmente de forma mais eficaz.

Esse processo consiste em se injetar vapor por períodos de tempo de injeção e aguardar que os efeitos térmicos de condução de calor atinjam o máximo possível do reservatório, observando-se, em seguida, os efeitos na produção.

Dependendo da viscosidade do óleo cru, o período de vazão de vapor será maior ou menor, embora em geral o volume de óleo produzido seja proporcional ao volume de vapor injetado ciclicamente (QUEIROZ, 2006).

Segundo Queiroz (2006), o fluxo tende a diminuir a cada ciclo de injeção conforme mostrado na Figura 11 abaixo:

Figura 11 – Comportamento da vazão de recuperação por injeção cíclica de vapor.

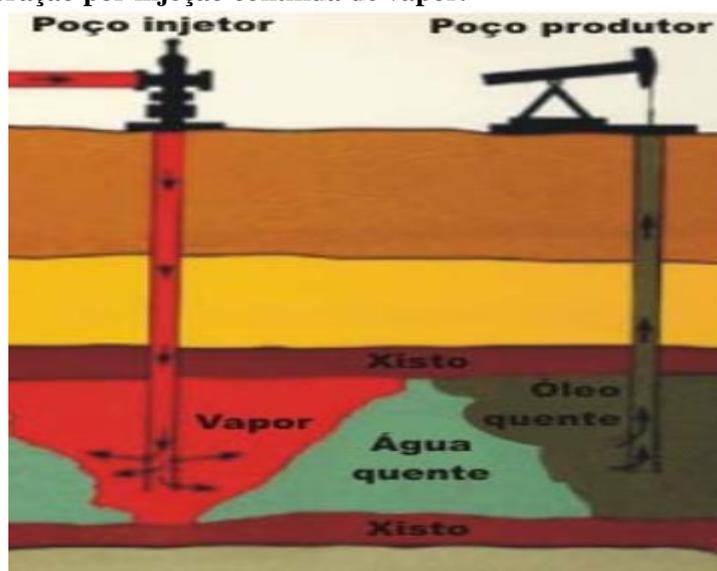


Fonte: QUEIROZ, 2006.

Já a injeção de vapor propriamente dita, consiste numa entrada contínua desse fluido que ocorre em poços injetores diferentes dos produtores.

Seu processo se dá devido à formação de uma zona de vapor que se expande à vazão contínua. À frente dessa zona, forma-se uma camada condensada gerada pela diminuição da temperatura em relação àquela na saída do poço injetor. Essa frente de água quente atua como mecanismo de deslocamento do óleo (Figura 12).

Figura 12 – Recuperação por injeção contínua de vapor.



Fonte: QUEIROZ, 2006.

A pressão e, conseqüentemente, a profundidade do reservatório são fatores limitantes e determinantes deste processo. Sob altas pressões (altas profundidades) a temperatura e pressão de vapor necessárias se tornam maiores e então as perdas de energia associadas ao transporte também o são.

b) Combustão *in situ*

Nesta técnica, diferente dos demais métodos térmicos, o calor envolvido não entra através de uma corrente de fluxo, ele é gerado dentro do reservatório. A combustão *in situ* é caracterizada por uma pequena fração de óleo que entra em ignição a partir de uma fonte injetora de ar, responsável pelo controle da combustão. Durante esse processo é formado o gás carbônico e a água juntamente com uma quantidade de calor, a qual varia com a quantidade de ar e óleo e composição deste último (ROSA et al., 2011).

Em certos reservatórios a ignição é espontânea, em outros requer aquecimento prévio. Isso ocorre porque a reação ar-óleo é muito exotérmica e libera calor, levando à auto-ignição. Quando isso não ocorre, são utilizados aquecedores de fundo como pré-aquecedores de ar (ROSA et al., 2011).

O processo de recuperação ocorre devido ao calor gerado que vaporiza frações leves do óleo, deixando resíduos de coque como combustível. O produto vaporizado e o vapor de combustão criam uma frente de avanço que vai condensando pelo abaixamento da temperatura e se move somente após todo consumo de combustível residual da área (ROSA et al., 2011), conforme a Figura 13:

Figura 13 – Recuperação por combustão *in situ*.



Fonte: ROSA et al., 2011.

Quando essa frente de avanço segue o mesmo sentido que a vazão de ar, dá-se o nome de combustão direta, e quando ocorre o contrário, diz-se combustão reversa. As maiores

vantagens desse método é que não é limitado ao tipo de óleo, podendo ser usado nas recuperações de óleos leves ou pesados e o fluido de injeção é de fácil aquisição por ser o ar. Sua maior desvantagem é que a distribuição de calor não é eficiente e emulsões tendem a aparecer nas temperaturas de combustão.

2.6.2.2 Métodos miscíveis

Os métodos miscíveis são aqueles baseados na injeção de um fluido que entre em contato e se misture com o óleo de maneira a arrastá-lo dos poros da rocha. A resistência dos fluidos no interior da rocha se dá devido às tensões interfaciais associadas ao contato sólido-fluido. Então, o fluido miscível injetado procura reduzir ou eliminar tais tensões interfaciais de modo a facilitar a mobilidade (CURBELO, 2006).

Em geral são utilizadas duas abordagens para este método: a injeção de hidrocarbonetos e a injeção de gás carbônico (ROSA et al., 2011):

a) Injeção de Hidrocarbonetos:

- **Injeção de banco de GLP** – Faz-se o uso de hidrocarbonetos leves como etano, propano e butano na forma de GLP (gases liquefeitos de petróleo). Esses líquidos tendem a se misturar instantaneamente no óleo do reservatório devido à propriedade que apresentam chamada miscibilidade ao primeiro contato. Embora atualmente seu uso não seja economicamente viável, já foi o método de recuperação mais utilizado quando o propano era abundante e barato no mercado.

O processo de com o banco de GLP formado se misturando com o banco de óleo e deslocando-o. Por sua vez, o banco de GLP é deslocado por um gás seco e devido à grande mobilidade deste, costuma-se injetar bancos de água alternadamente aos bancos de gás, melhorando a eficiência de varrido. Quando a água é usada alternada com gás, o processo se denomina WAG (*Water Alternating Gas*). O banco de GLP desloca todo óleo residual e a água móvel e a saturação de GLP se aproxima de 100% do volume poroso efetivo.

Nesse método, enquanto o banco de GLP estiver líquido a miscibilidade com o óleo será mantida, o que indica que são necessárias pressões muito altas de forma que se mantenham as substâncias abaixo de sua temperatura crítica. Isto aparece como um limitador de processo uma vez que profundidades altas são requeridas nos reservatórios,

assim como a viscosidade do óleo recuperado que deve ser baixa de modo a se atingir uma razão de mobilidade aceitável.

- **Injeção de gás enriquecido** – O processo se dá de maneira semelhante ao banco de GLP, porém a miscibilidade não é atingida ao primeiro contato e sim apenas após múltiplos contatos, sendo chamado, às vezes, como obtenção *in-situ* de banco miscível. À medida que se injeta o gás enriquecido, imiscível com o óleo, é criada uma mistura intermediária, onde a fração líquida (óleo) se enriquece e ao se ter novo contato com o gás forma outra mistura mais rica (tanto líquido quanto vapor) até a miscibilidade gradativamente ir sendo atingida. À medida que o óleo vai sendo deslocado para longe do poço de injeção, quebras da frente miscível tendem a ocorrer e expõe o novo óleo do reservatório ao gás, repetindo-se o processo de mistura e equilíbrio até uma nova miscibilidade.

Este processo desloca praticamente todo o óleo que se tem contato e não limita tanto o processo devido às pressões utilizadas variarem de acordo com a riqueza do gás que se utiliza. Sua desvantagem está no alto custo associado ao gás e pelo fato de que a razão de mobilidade adversa reduz a eficiência do varrido.

- **Injeção de gás seco a alta pressão** – É o método pioneiro de recuperação miscível com uso de hidrocarbonetos, desenvolvido entre a década de 40 e 50. O esquema de processo de injeção é semelhante ao de gás enriquecido, com uma diferença: Neste caso o óleo é rico e o gás injetado é pobre e os componentes intermediários são transferidos do óleo para o gás.

O gás pobre é injetado a uma pressão suficientemente alta de modo que provoca uma vaporização retrógrada do óleo cru e dessa forma ocorre a transferência de intermediários e a frente miscível é gerada.

De acordo com Rosa et al. (2011) são preciso três condições para viabilizar este método:

- a) Alta pressão na interface gás-óleo;
- b) Alta concentração no óleo de frações leves (óleo rico);
- c) O óleo deve ser subsaturado na frente de gás;

Como resultado, este processo não possui a mesma eficiência que os demais métodos de injeção de hidrocarbonetos pois não remove todo óleo que ele contata, deixando um resíduo asfáltico de cerca de 5% do volume poroso.

b) Injeção miscível de CO_2

Segundo Rosa et al. (2011), devido ao CO_2 ter forte atração pelo óleo, consegue se dissolver bem no mesmo, gerando vaporização e inchamento, favorecendo a expansão do óleo nos poros e consequente escoamento. Entretanto são necessárias condições especiais de pressão, temperatura e composição para ocorrência dessa frente miscível.

A miscibilidade óleo- CO_2 ocorre de maneira semelhante ao método de injeção de gás seco, onde são necessários múltiplos contatos para se formar. Embora sejam processos semelhantes, o gás seco é limitado para óleos de alta riqueza, enquanto que o CO_2 , por possuir um intervalo de vaporização maior, consegue arrancar componentes mais pesados do óleo, da faixa de $C_2 - C_{30}$, podendo ser miscível em óleos mais pesados.

Essa característica faz com que o processo de injeção de CO_2 possa ser estendido para vários tipos de reservatórios, incluindo aqueles que eram ricos em frações leves e, após uma exploração primária, perderam a maior parte desses componentes, restando frações mais pesadas para se recuperar. A Figura 14 mostra tal procedimento de recuperação.

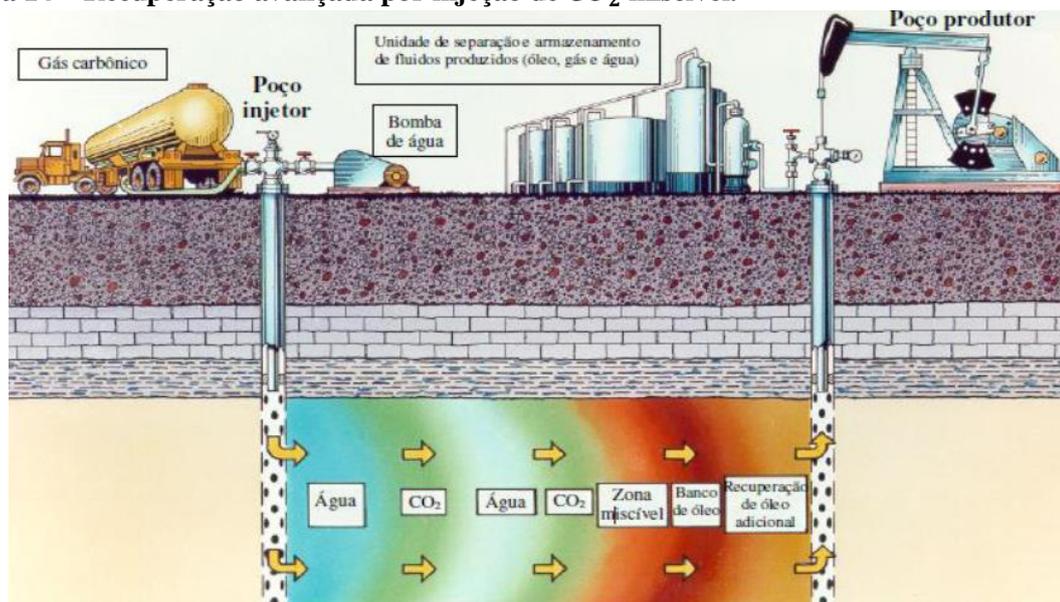
A pressão utilizada neste processo é, geralmente, muito menor daquela que se usa naqueles de injeção de gás e, da mesma forma, não recupera 100% do óleo, deixando um resíduo asfáltico de cerca de 5% do volume poroso.

Quando se trata de injeção de CO_2 , existem vários esquemas de injeção propostos, dentre eles (ROSA et al., 2011):

- Injeção contínua de CO_2 do início ao fim do projeto.
- Banco de CO_2 deslocado por água.
- Banco de CO_2 deslocado por gás de hidrocarbonetos.
- Banco de CO_2 deslocado por injeção alternada de água e CO_2 .
- Banco de CO_2 deslocado por injeção alternada de água e gás de hidrocarbonetos.

Onde, dentre estes métodos o que possui maior eficiência de aplicação geral é o de banco de CO_2 deslocado por injeção alternada de água e CO_2 , exceto para reservatórios de baixa permeabilidade, onde pode haver redução de vazão pela injeção alternada do gás e da água (ROSA et al., 2011).

Figura 14 – Recuperação avançada por injeção de CO_2 miscível.



Fonte: MATTE, 2010.

2.6.2.3 Métodos químicos

Os métodos químicos são aqueles que propõem uma interação de algum agente químico que modifique características do óleo de maneira favorável à recuperação. Em reservatórios de óleos viscosos a adição de polímeros pode melhorar o deslocamento do óleo no meio poroso, ou a injeção de um surfactante (tensoativo) que seja miscível em água pode reduzir as tensões interfaciais no sistema ampliando o deslocamento (CURBELO, 2006).

Considera-se, então, como exemplos de métodos químicos mais comuns a injeção de polímeros, a injeção de solução micelar e a injeção de solução ASP (Álcali-Surfactante-Polímero):

a) Injeção de polímeros

Polímeros são moléculas muito grandes, com massas moleculares da ordem de milhões, formadas por blocos repetidos chamados monômeros. Na indústria do petróleo muitos polímeros são utilizados como fluidos de perfuração e de faturamento e na correção do perfil de injetividade de fluidos. Os tipos mais utilizados, de acordo com Rosa et al. (2011) são os biopolímeros polissacarídeos e as poliácridamidas parcialmente hidrolisadas.

Em recuperação avançada, os polímeros possuem a vantagem de produzir mais óleo com menos uso de água. Eles reduzem a mobilidade da água por modificações em sua viscosidade e com isso aumenta-se a área varrida.

Sua aplicabilidade limita-se um pouco a reservatórios moderadamente heterogêneos, onde a razão de mobilidade água/óleo fique na faixa de 5 e 40 e, como a injetividade é menor para soluções de polímeros, espera-se que o reservatório possua boa permeabilidade ou o óleo não seja muito viscoso para que uma vazão econômica seja atingida.

A principal desvantagem do uso de polímeros é a sua degradação química, bacteriana ou por cisalhamento. As poliacrilamidas são muito afetadas pelo cisalhamento (em tubulações, bombas, etc), já os biopolímeros polissacarídeos requerem certo grau de cisalhamento para sua solubilização adequada, embora tenda a ocorrer seu tamponamento nas imediações do poço e ser muito suscetível a ataques bacterianos, devendo, com isso, ser tratado com biocida.

b) Injeção de solução micelar

Uma solução micelar é definida como uma microemulsão formada por uma solução de surfactantes a altas concentrações e água. Os surfactantes são substâncias que alteram as interações interfaciais de suas soluções. Na mistura, as moléculas de surfactantes unem-se em grupos chamados micelas, que possuem propriedades de solubilizar ou dissolver o óleo que entra em contato, forçando gotas de tamanho microscópico para o interior das micelas. Quando isso ocorre, têm-se micelas inchadas.

Quando se tem um sistema óleo-água e a micela está inchada com água, têm-se a chamada solução de óleo-externa. E quando ocorre o oposto, chama-se de solução água-externa.

A recuperação se dá com a injeção de um volume de solução micelar de modo a se formar um banco micelar no reservatório que se moverá através das rochas deslocando todo óleo e água em direção ao poço produtor. Ao banco micelar, segue-se um banco de polímero para controle de mobilidade e, prévio ao polímero, injeta-se água.

A água salgada do reservatório em geral é prejudicial à solução micelar e para contornar o problema, injeta-se antes dessa solução água para promover o arraste da água salgada pra fora do reservatório, minimizando os efeitos salinos.

Embora seja um método que promove um deslocamento ideal e promova alta eficiência de varrido, o processo é muito caro devido às grandes quantidades necessárias de produtos químicos de alto custo.

c) Injeção de solução ASP

É um processo desenvolvido na década de 1980 nos Estados Unidos e consiste em se injetar uma solução contendo uma substância alcalina, um surfactante e um polímero obtendo-

se eficiências semelhantes às do método de solução miscelar, embora com um custo bastante reduzido (ROSA et al., 2011).

Os surfactantes e as substâncias alcalinas visam reduzir as tensões interfaciais entre os fluidos deslocante e deslocado, aumentando a eficiência de deslocado com a redução da saturação de óleo. O polímero, por sua vez, reduz a razão de mobilidade entre os fluidos deslocante e deslocado aumentando a eficiência de varrido.

Este método consiste, por fim, numa combinação de características dos métodos miscíveis (pela presença de álcalis e surfactantes) e com características de mobilidade da injeção de polímeros (ROSA et al., 2011).

2.6.3 Eficiência de recuperação

A fim de saber se o método está se aplicando com eficácia em determinado reservatório, é necessário proceder à avaliação de dois parâmetros independentes: A eficiência de varrido horizontal e a eficiência de varrido vertical.

Esses parâmetros representam em termos percentuais a área de avanço do fluido injetor durante o processo de recuperação. Para o varrido horizontal, temos o percentual de área horizontalmente e para o varrido vertical, esse mesmo percentual, mas considerando-se áreas verticais. Quando esse dois percentuais são multiplicados, tem-se a chamada eficiência volumétrica, que é, então, a relação entre o volume do reservatório invadido pelo volume total do reservatório (THOMAS, 2004).

De acordo com Queiroz (2006), a eficiência de varrido horizontal irá depender do esquema de injeção selecionado (em malhas, periférico, etc), da razão de mobilidade entre os fluidos e da vazão de entrada do fluido injetor. Enquanto que a eficiência vertical é função da permeabilidade e também da razão de mobilidade e volume de fluido injetado.

Entretanto, esse parâmetro não é suficiente sozinho para predizer a eficiência do método de recuperação, uma vez que mede apenas o avanço do fluido injetor em relação às dimensões do reservatório, sem considerar a resistência existente nos poros para o escoamento de óleo (QUEIROZ, 2006).

Para isso, utiliza-se a Eficiência de Deslocamento, que representa a fração de óleo deslocado na zona varrida. Tal propriedade é função dos volumes injetados, da viscosidade dos fluidos do sistema e da permeabilidade relativa. Seu valor varia de 0, no início da injeção, a 1, considerando-se o caso limite de infinitos volumes porosos injetados (QUEIROZ, 2006).

Sendo assim, de acordo com Rosa et al. (2011), define-se como eficiência de recuperação o produto entre a eficiência volumétrica e a eficiência de deslocamento.

2.6.4 Fator de recuperação

Quando um poço está produzindo, é interessante e necessário mensurar sua capacidade máxima de aproveitamento. Para tanto, calcula-se o Fator de Recuperação, porcentagem que relaciona a produção acumulada de produção com o volume original total antes de se produzir.

De acordo com Cunha (2010), pode-se atingir uma definição mais precisa a partir do conceito de saturação. Se for considerada a saturação de óleo já definida nesta seção e se calcular sua variação de um tempo $t = 0$ (início de produção) até um tempo $t = t + \Delta t$, tem-se:

$$\Delta S = S_{O(t)} - S_{O(t+\Delta t)} = \frac{V_{o(t)}}{V_p} - \frac{V_{o(t+\Delta t)}}{V_p} = \frac{\Delta V_o}{V_p} \quad (35)$$

Onde, $V_{o(t)}$ e $V_{o(t+\Delta t)}$ são os volumes de óleo na saída para os tempos t e $t + \Delta t$ respectivamente, e V_p é o volume poroso ocupado por óleo e água (o sistema como um todo).

Sendo o fator de recuperação definido como:

$$F_R = \frac{\text{Volume de óleo acumulado}}{\text{Volume de óleo original}} \quad (36)$$

Segundo Cunha (2010), admitindo-se no instante inicial de $t = 0$ o reservatório completamente preenchido de óleo ($S_o = 1$), isso implica que o volume poroso preenchido é o mesmo que o volume de óleo inicial; com isso, o fator de recuperação se torna:

$$F_R = \frac{\sum \Delta V_o(\text{intervalo de tempo})}{V_{o_i}} = \sum \Delta S(\text{intervalo de tempo}) \quad (37)$$

2.7 Pré-sal

Foi divulgada a descoberta, em meados de 2007, de uma região de reservatório em águas de profundidade acima de 2000 m, formações de carbonatos ricas em óleo antepostas por camadas de sal. A isso, deu-se o nome de “pré-sal”.

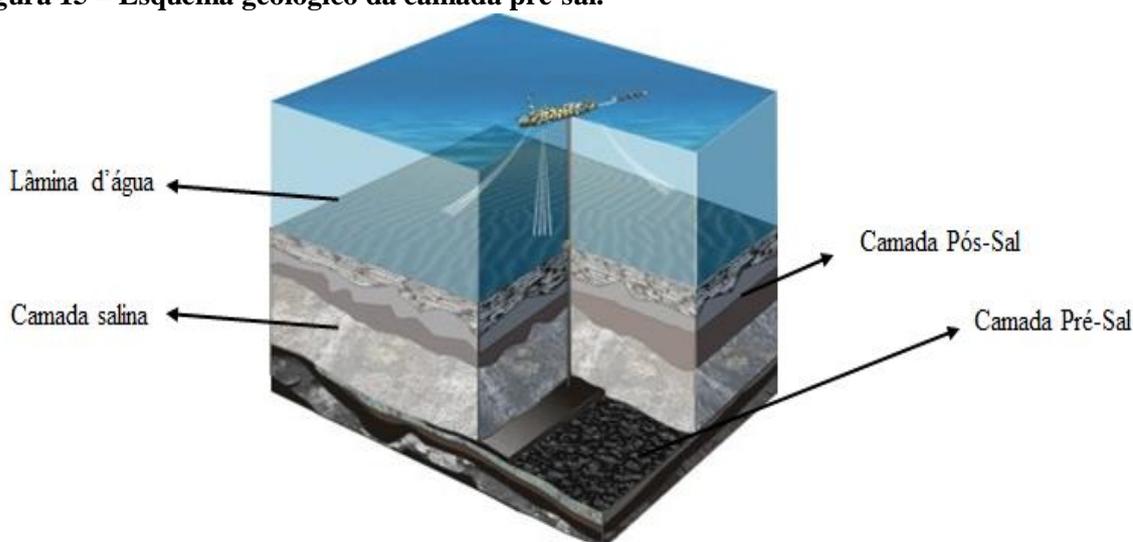
O pré-sal consiste numa vasta área, que se estende do litoral do Espírito Santo até o litoral de Santa Catarina, de reservatórios que é submersa por uma camada de sal que atua como rocha capeadora (ou selante) de óleo.

Dados recentes indicam que os reservatórios são do tipo carbonato microbial e que a camada pré-sal (Figura 15) possui uma área de 112 mil km², com aproximadamente 800 km de comprimento e, em algumas áreas, 200 km de largura, submetidos a pressões que ultrapassam 250 bar. O óleo presente se classifica na faixa de intermediário, com °API entre 26 e 30 (LIMA, 2008).

Esses reservatórios foram formados devido à separação entre a faixa continental americana e africana. Na interface entre elas havia uma pequena faixa lacustre, onde sedimentos foram depositados ao longo de mais de 100 milhões de anos (LIMA, 2009).

Com a separação das placas tectônicas americana e africana, a água do mar começou a dar lugar e, devido à altas temperaturas da região, o processo de vaporização foi responsável pelo início de grandes depósitos salinos sobre os sedimentos. Então, à medida que o mar avançou e gradientes de temperatura e pressão foram aumentando sobre a matéria orgânica, foi possível gerar petróleo sob o a camada de sal (LIMA, 2009).

Figura 15 – Esquema geológico da camada pré-sal.



Fonte: LIMA, 2009; PETROBRAS, 2008.

Com base nisso, novas tecnologias se mostram necessárias para superar os desafios impostos pelo óleo contido no pré-sal. De acordo com Lima (2008), dentre eles estão:

- Emprego de materiais resistentes a CO_2 ;
- Construção de poços de grande extensão;
- Viabilidade técnica de mecanismos de recuperação secundária em lâminas d'água com 2200 m e com reservatórios com propriedades diferentes das habituais;
- Qualificação das linhas de isolamento térmico para tais profundidades;
- Possível emprego de gás natural liquefeito e gás natural comprimido;

Essa ausência de tecnologias, como é possível observar, atinge os mecanismos de recuperação de óleo, principalmente em sua eficiência para um ambiente com novas condições físicas e um petróleo com características pouco comuns aos outros reservatórios encontrados no Brasil.

2.8 Escoamento multifásico

2.8.1 Modelos gerais

O escoamento multifásico aparece quando se envolve em interação ao menos duas fases ou a presença de diversos fluidos separados por uma ou mais interfaces. Tais fases podem ser caracterizadas como contínuas, quando não apresentam variações espaciais de suas propriedades ao longo de um escoamento, ou dispersas quando são compostas por sistemas espalhados, descritos como particulados.

Existem alguns modelos responsáveis pela definição de um sistema enquanto em escoamento multifásico, sendo cada um deles mais apropriado de acordo com o tipo de substância ou número de fases que se tem em movimento:

- Modelo homogêneo: É aquele onde é dito que as propriedades das fases estão em equilíbrio, assumindo assim apenas um campo de velocidade a ser resolvido para ambas as fases.
- Modelo não-homogêneo: Já nesse modelo, são admitidos campos de velocidade no número de fases presentes, de modo que cada fase é resolvida separadamente. Ou seja, é considerado um desequilíbrio de propriedades entre as fases.

Quando se trata de modelo não-homogêneo, são levadas em consideração duas abordagens distintas: Euleriana-Euleriana e Euleriana-Lagrangeana para a resolução dos campos de velocidade. Na primeira, é assumido que as equações de quantidade de movimento são resolvidas para cada uma das fases presentes e o acoplamento interfacial se dá devido a

parâmetros de transferência interfacial, já na segunda, as equações de quantidade de movimento são resolvidas apenas para a fase contínua, supondo-se que a fase dispersa se move por “arraste”. A abordagem Euleriana-Euleriana é geralmente usada quando se tem mais de uma fase contínua, enquanto que a Euleriana-Lagrangeana se mostra mais eficaz em escoamentos de sistemas particulados (MARINHO, 2008).

2.8.2 Modelos de Transferência Interfacial

Existem modelos alternativos que podem ser adicionados à modelagem geral para resolver o problema de transferência interfacial. Tais modelos de interação agregam a cada fluido seus próprios campos de velocidade, temperatura e turbulência, porém compartilham o mesmo campo de pressão (MARINHO, 2008).

Esses sistemas são funções da área superficial da interface das fases e são divididos em três modelos a depender de sua densidade de área interfacial ($A_{\alpha\beta}$) e termos de transferência interfacial:

- Modelo de partícula: Usado quando se assume duas fases, onde uma é contínua (α) e outra dispersa (β). Assim, a densidade de área interfacial ($A_{\alpha\beta}$) é determinada admitindo-se que a fase dispersa tenha forma de partícula com esfericidade igual a 1,0 (perfeitamente esférica) e com um diâmetro médio d_β , sendo representada por:

$$A_{\alpha\beta} = \frac{6r_\beta}{d_\beta} \quad (38)$$

Onde, r_β é a fração volumétrica da fase dispersa (MANUAL CFX 11.0, 2006; MARINHO, 2008).

Também, o número de Reynolds das partículas e o número de Prandtl do fluido são utilizados para um tratamento interfacial relacionando-se os parâmetros de diâmetro de partículas com as propriedades da fase contínua:

$$Re_{\alpha\beta} = \frac{\rho_\alpha |\vec{U}_\beta - \vec{U}_\alpha| d_\beta}{\mu_\alpha} \quad (39)$$

$$Pr_{\alpha\beta} = \frac{\mu_\alpha C_{P\alpha}}{\lambda_\alpha} \quad (40)$$

Com μ_α , $C_{P\alpha}$, λ_α sendo a viscosidade, capacidade calorífica e condutividade térmica da fase contínua.

- Modelo de mistura: Nessa abordagem, é condição necessária e suficiente que as fases α e β sejam contínuas em todo domínio. Assim, a determinação da densidade de área superficial se dará por:

$$A_{\alpha\beta} = \frac{r_\alpha r_\beta}{d_{\alpha\beta}} \quad (41)$$

Onde $d_{\alpha\beta}$ seria a escala de comprimento interfacial e r_α a fração volumétrica da fase α . Analogamente ao modelo de partícula, têm-se as relações dos coeficientes de transferência interfacial com os números de Reynolds e Prandtl correspondentes à mistura, os quais são correlacionados por:

$$Re_{\alpha\beta} = \frac{\rho_{\alpha\beta} |\overline{U_\beta} - \overline{U_\alpha}| d_{\alpha\beta}}{\mu_{\alpha\beta}} \quad (42)$$

$$Pr_{\alpha\beta} = \frac{\mu_{\alpha\beta} C_{P\alpha\beta}}{\lambda_{\alpha\beta}} \quad (43)$$

Em que $\rho_{\alpha\beta}$, $\mu_{\alpha\beta}$, $C_{P\alpha\beta}$, $\lambda_{\alpha\beta}$ são propriedades de mistura definidas a partir de uma ponderação com a fração volumétrica de cada fase presente; Ou seja, se M_{ij} for uma dessas propriedades das fases i e j em mistura, então ela será calculada por:

$$M_{ij} = r_i M_i + r_j M_j \quad (44)$$

Com r_i e r_j e M_i e M_j as sendo as frações volumétricas e propriedades individuais de cada fase respectivamente.

- Modelo de superfície livre: Tal modelo é adotado quando existe uma interface bem definida entre as fases presentes, ou seja, é dita a existência de uma superfície livre. A densidade de área interfacial é determinada por:

$$A_{\alpha\beta} = |\nabla r_\alpha| \quad (45)$$

Ou, generalizando para mais de duas fases (MANUAL CFX 11.0, 2006; MARINHO, 2008):

$$A_{\alpha\beta} = \frac{2|\nabla r_{\alpha}||\nabla r_{\beta}|}{|\nabla r_{\alpha}|+|\nabla r_{\beta}|} \quad (46)$$

2.9 Fluidodinâmica computacional

2.9.1 Definições

A fluidodinâmica computacional ou, comumente chamada CFD (*Computational Fluid Dynamics*) é definida como um conjunto de ferramentas matemáticas baseadas na discretização de um problema físico de caráter fluidodinâmico, em equações diferenciais parciais (EDP's) e resolvê-las simultaneamente para um dado sistema com o objetivo de se obter um estudo detalhado e preditivo sobre os fenômenos de escoamento.

De acordo com Souza (2009), são necessárias algumas informações acerca do sistema para que o mesmo possa ser representado numericamente por simulações. São elas:

- Volume de controle representado por uma geometria do problema: forma, tamanho, entradas e saídas do fluido.
- Propriedades dos fluidos: temperatura, pressão, massa específica, viscosidade, condutividade térmica, etc.
- Condições iniciais e condições de contorno para a resolução das equações diferenciais parciais envolvidas.

2.9.2 Histórico

Segundo Souza (2009), a evolução histórica da fluidodinâmica computacional pode ser contada em três fases distintas, onde a primeira fase compreende os anos entre as décadas de 50 e 70, a segunda fase nos anos 80 e 90 e, por fim, a terceira fase a partir dos anos 2000.

Na primeira fase os problemas simples eram o foco da CFD e o conhecimento era muito concentrado em universidades e os softwares existentes eram muito direcionados a casos específicos (exemplo: condução transiente unidimensional).

A segunda fase é beneficiada pelo aumento da capacidade de processamento dos novos computadores e pelo maior investimento da área industrial no que poderia vir a ser uma ferramenta poderosa, acarretando no surgimento dos primeiros softwares comerciais de aplicação geral.

Na terceira fase, a atual, a preocupação é como unir e melhorar os modelos matemáticos existentes (turbulência, escoamento multifásico, etc) e como utilizar os softwares CFD's para soluções de menor longo prazo e aplicá-las ao dia-a-dia da indústria.

2.9.3 Etapas de Simulação em CFD's

Primeiramente, na intenção de fazer a simulação de um processo de escoamento é preciso ter em mãos o volume de controle na forma de uma malha fluidodinâmica que representa esse processo em geometria, e funcionamento.

Essa transformação do volume de controle em uma malha (grid) é chamada de discretização. A malha é subdividida em milhares de células menores, onde cada uma compreenderá as equações de transporte que regem o fenômeno físico ou químico observado. A partir do método dos volumes finitos, o qual é utilizado largamente em CFD's, procura-se atribuir as equações no centro de cada célula e calcular os valores médios de seus parâmetros com base naqueles encontrados nas células vizinhas. O objetivo com o CFD é, então, resolver todas essas equações de forma simultânea para cada célula da malha de maneira mais precisa e eficiente.

Existem inúmeros tipos de malhas: quadráticas, hexagonais, trigonais, tetraédricas ou híbridas (conjunto de mais de uma conformação) e seus usos variam de acordo com a forma que apresenta o volume de controle.

Para a maioria dos softwares simuladores fluidodinâmicos atuais, para se chegar à solução do problema, é preciso passar por três etapas: pré-processamento, resolução e pós-processamento:

Etapa 1 – Pré-processamento

Nesta etapa é onde se define quais os fenômenos serão abordados (transferência de calor, matéria e/ou momento), o tipo de escoamento (monofásico ou multifásico), os fluidos e materiais envolvidos, assim como suas respectivas propriedades físicas, condições iniciais e de contorno, determinação de parâmetros de simulação e aspectos da simulação propriamente dita (tempo de execução, número de iterações, tipo de erro empregado, etc). (MAITELLI, 2010).

Etapa 2 – Resolução – Método dos Volumes Finitos (MVF)

Etapa onde as equações diferenciais parciais (EDP's) passam por um processo de discretização tornando-se equações algébricas, que são resolvidas em seguida na forma de um sistema linear matricial a partir de condições iniciais e de contorno (MAITELLI, 2010).

Essa é a base do Método dos Volumes Finitos (MVF), que consiste na divisão (ou discretização) de um domínio contínuo em pequenos elementos finitos que são, em geral, não estruturados na forma de triângulos ou quadriláteros quando em 2D e tetraedros e hexaedros quando em 3D formando uma malha ou grade. Apesar dessa divisão, as propriedades dos elementos em suas posições continuam idênticas em cada ponto correspondente àquelas encontradas na geometria não-particionada. Essa é, inclusive, uma das vantagens desse método, de lidar com vários tipos de geometrias, inclusive complexas (GONÇALVES, 2007). A malha define apenas as fronteiras do volume de controle global, não sendo necessariamente relacionada a um sistema de coordenadas.

O MVF utiliza a forma integral das equações de conservação como ponto de partida e, após a divisão dos volumes finitos do domínio, são inseridas neles tais equações e então cada variável é calculada no centroide de cada volume de controle. Os valores que se encontram nas faces desses volumes são determinados por interpolação.

As equações de conservação aplicadas irão formar um sistema de equações diferenciais parciais que para serem resolvidas precisam de linearização seguida da aplicação de um método de resolução matricial. Para lineariza-las, as equações são integradas no tempo e espaço, possibilitando o arranjo em um sistema linear.

Etapa 3 – Pós-processamento

É quando se decide a forma de demonstrar os resultados e quais resultados serão visados. Geralmente os pacotes mais atuais de CFD's apresentam opções gráficas avançadas (em 2D e 3D), bem como a possibilidade de inserção de animações e manipulações no volume de controle.

2.10 Modelagem matemática em meios porosos

2.10.1 Equações de Conservação no Sistema Poroso

Para a representação do movimento de fluidos, são utilizadas as equações tradicionais de conservação de massa, momento e energia considerando suas limitações para cada tipo de

análise enquanto modelo e aplicando as propriedades dos fluidos, bem como as condições iniciais que o problema sugere, uma vez que são equações diferenciais a serem resolvidas.

As equações de conservação para meios porosos, fluxo horizontal e incompressível podem ser desenvolvidas partindo-se do princípio de que o volume que o fluido escoando ocupa é referente a uma fração do volume total, que é representada pela propriedade de porosidade, descrita anteriormente na seção 2.3.1. Portanto, abaixo são mostradas tais equações; maiores detalhes podem ser encontrados em AHMED (2000).

Equação da continuidade (conservação de massa):

$$\frac{\partial}{\partial t}(\gamma\rho) + \nabla \cdot (\vec{U} \cdot \rho) = 0 \quad (47)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\gamma\rho) + \left[\frac{\partial}{\partial x}(U_x\rho) + \frac{\partial}{\partial y}(U_y\rho) + \frac{\partial}{\partial z}(U_z\rho) \right] = 0 \quad (48)$$

Aqui ρ é a massa específica, γ é a porosidade absoluta do meio poroso, \vec{U} é o vetor velocidade e U_x, U_y, U_z as componentes desse vetor. O primeiro termo da equação refere-se ao acúmulo de massa nos poros do domínio enquanto o segundo corresponde ao termo advectivo de transporte de massa, governado pelo gradiente de velocidade.

Equação da conservação de quantidade de movimento:

Tal como mencionado no tópico 2.3.2 e de acordo com AHMED (2000), a Lei de Darcy é a ferramenta utilizada na engenharia de petróleo para representação de escoamentos radiais e lineares de fluidos incompressíveis em reservatórios petrolíferos. Atingiu tal representatividade ao considerar as propriedades do meio pelo qual o fluxo atravessa e a principal força motriz desse movimento (Φ) sendo descrita, em termos de uma componente “s” qualquer da velocidade (U_s) por:

$$U_s = \frac{-K_s}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial s} \quad (49)$$

Com K_s sendo a permeabilidade absoluta na direção “s” e μ a viscosidade absoluta do fluido escoando.

Então, com isso, promove-se o acoplamento do potencial de fluxo (Φ), definido pela Equação (50), à velocidade dos fluidos no sistema e facilitando a resolução simultânea das

equações. A Lei de Darcy passa, portanto, a ser vista como uma generalização da equação de momento linear de reservatórios horizontais de acordo com:

$$\Phi = p - \rho g D \quad (50)$$

Onde p é a pressão do sistema, ρ a massa específica, g a aceleração da gravidade e D a profundidade (ou altura) considerada. Aplicando a Equação (50) na Equação (49), obtém-se:

$$U_s = \frac{-K_s}{\mu} \frac{\partial}{\partial s} (p - \rho g D) \quad (51)$$

Ou, considerando o vetor velocidade \vec{U} com as três componentes cartesianas:

$$\vec{U} = \frac{-K}{\mu} (\nabla p - \rho g \nabla D) \quad (52)$$

Equação da conservação de energia:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\gamma H \rho) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{K} \cdot \vec{U} H) - \nabla \cdot (\Gamma_e \mathbf{K} \cdot \nabla H) = \gamma S^H \quad (53)$$

Na equação de conservação de energia o primeiro termo do lado esquerdo da equação diz respeito ao acúmulo de energia nos poros, o segundo termo, que contém o vetor velocidade (\vec{U}), é o de advecção, responsável por representar a transferência de energia devido ao movimento global do fluido e o terceiro é o termo de transferência de calor por difusão, com H sendo a entalpia específica, Γ_e a difusividade térmica efetiva e S^H é o termo de geração de calor no interior dos poros.

2.10.2 Modelos de reservatórios

Ao representar o fluxo poroso de fluidos através de um reservatório petrolífero, diversos modelos foram desenvolvidos, baseando-se nas equações tradicionais de conservação anteriormente citadas, e implementados para cada caso específico de domínio.

2.10.2.1 Modelo geral do movimento de fluidos em meios porosos

Na representação do movimento de fluidos em meios porosos o vetor velocidade da equação de conservação de massa é substituído pela definição da Lei de Darcy, conforme a Equação (54):

$$\frac{\partial}{\partial t}(\gamma\rho) + \text{div.}\left(\frac{-K}{\mu}\rho(\nabla p - \rho g\nabla D)\right) = 0 \quad (54)$$

Onde o operador divergente aparece para representar o somatório das derivadas parciais da velocidade em cada componente direcional em escoamento monofásico.

2.10.2.2 Modelo Água-Óleo

Existem modelos que desprezam a presença do componente gasoso, o qual geralmente é encontrado em reservatórios de grande profundidade tais como os do pré-sal mesmo que a baixas concentrações. Porém, a presença de um sistema bifásico líquido-gás gera alterações na modelagem e a inserção de novos parâmetros tais como: pressão mínima de miscibilidade, compressibilidade e expansividade, etc.

Assim, para simplificar o problema, aparece o modelo Água-Óleo, o qual considera um sistema bifásico líquido-líquido com apenas dois componentes (óleo e água) e o desprezo da existência de pressões capilares (CORDAZZO, 2006). Voltado para ações de recuperação secundária, esse modelo possui a limitação de se aplicar a casos de reservatórios puramente oleosos, ou seja, com presença mínima ou desprezível de gás e com a consideração de total imiscibilidade dos fluidos líquidos presentes.

Para o caso de escoamento bifásico, na presença de um sistema óleo-água, por exemplo, os campos de velocidade são resolvidos para cada fase em função de mais uma equação, necessária para fechar o modelo: a de saturação. Desse modo, a Equação (54) é representada por:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\gamma\rho_n S_n) + \nabla \cdot (\vec{U}_n \cdot \rho_n) = 0 \quad (55)$$

Onde o índice “n” refere-se à fase não-molhante e S_n é a saturação dessa fase, e:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\gamma\rho_w S_w) + \nabla \cdot (\vec{U}_w \cdot \rho_w) = 0 \quad (56)$$

Onde o índice “w” refere-se à fase molhanet e S_w é a saturação dessa fase. Desse modo, para fechar o modelo, aplica-se:

$$S_n + S_w = 1 \quad (57)$$

2.10.2.3 Modelo *Black-Oil*

O modelo mais famoso e mais comumente utilizado nos simuladores comerciais para tal representação é o modelo *Black-Oil*, onde se considera um sistema formado por até duas fases (líquida e gasosa) com três componentes, sendo eles o óleo, a água e gás. O termo *black-oil* se refere a qualquer fase líquida que contenha gás dissolvido, onde os componentes são agrupados em três pseudocomponentes para diminuição do esforço computacional e grandeza da solução numérica (QUEIROZ, 2006; NASCIMENTO, 2013).

Esse modelo é composto por um sistema de equações diferenciais parciais que descreve o comportamento da pressão e saturação dos fluidos no reservatório em razão do tempo. Tais equações são não-lineares e resolvidas numericamente via discretização por meio de diferenças finitas, gerando blocos de simulação que possuem propriedades constantes (MORENO, 2007).

3 ESTADO DA ARTE

Está contida nesta seção a produção científica que foi explorada de modo a embasar o tema deste trabalho e contribuir como ponto de partida para obtenção de resultados mais precisos, tendo em vista toda base teórica já explicitada no capítulo anterior.

Muitos estudos foram desenvolvidos com recuperação avançada de petróleo, mas de modo geral, no ambiente pré-sal são requeridos muitos mais trabalhos acerca da fluidodinâmica que regem os processos de escoamento sob a profundidade que se encontra o óleo.

Um dos pontos essenciais a serem analisados com maior precisão é o tipo de método de recuperação avançada mais adequado a se aplicar para se obter uma recuperação acentuada tanto no pré-sal quanto em qualquer cenário subsequente.

3.1 Injeção de água e de vapor

Cunha (2010) desenvolveu uma modelagem de reservatório composto de óleo pesado com dimensões retangulares sem simetria, considerando as propriedades rochosas como permeabilidade e porosidade constantes a 0,25 e $2 \cdot 10^{-12}$ m² respectivamente, e avaliou a recuperação através do método de injeção de água tanto na forma isotérmica quanto não isotérmica para um esquema de injeção *five spot*. Com isso, concluiu que há um fator de recuperação variando numa faixa de 10 a 17% na avaliação isotérmica, e na térmica chegou-se a 25% de recuperação.

Também, Cunha (2010) percebeu que ao simular a região de injeção de fluidos como a base do poço, obtém-se um fator de recuperação cerca de 5% menos daquele encontrado para simulações considerando como entrada a superfície do poço, sendo justificado pelo percurso vertical maior até o fundo do reservatório gerada pela injeção de superfície, gerando maior deslocamento horizontal do fluido neste plano devido ao direcionamento e desenvolvimento de uma camada limite fluidodinâmica.

Araújo e Farias Neto (2009) também utilizaram água de injeção em uma simulação de reservatório de petróleo para óleos pesados, com as propriedades dos fluidos e reservatório constantes, observando que a água, por ser menos viscosa que o óleo, desenvolveu uma mobilidade maior por caminhos preferenciais para as regiões menos pressurizadas, ou seja, para os poços produtores.

De acordo com Guimarães et al. (2003), a injeção de água quente se apresenta como um método eficaz quando se tem poços não muito profundos, de modo que as perdas térmicas no transporte até o reservatório sejam minimizadas.

Guimarães et al. (2002) também ao comparar o fator de recuperação de óleo, em um reservatório com baixa profundidade, o método de injeção de água quente e de água à temperatura da formação, observaram que o primeiro apresentou um desempenho superior a 50% do que o último.

Sheorey et al. (2001) estudaram a recuperação térmica com água quente concluindo que a recuperação irá aumentar com o aumento da temperatura inicial da formação rochosa e de injeção até um valor crítico e então, acima desse valor não haveria influência significativa.

Entretanto, Sharma et al. (2000) afirmam que recuperações com água pode, a certo modo, trazer inviabilidade econômica para o processo no caso de apresentar impurezas que diminuam a permeabilidade do reservatório e muitas vezes elevar a pressão até a fratura pode ser um contorno para o problema.

Outro problema associado à injeção de água é o surgimento do fenômeno de digitação viscosa, que ocorre devido à viscosidade do óleo ser muito superior à da água, dando uma mobilidade maior para esta, o que leva à produção antecipada da água em relação ao petróleo através dos *fingers* (MARIANO et al., 2007).

Mariano et al. (2007) estudaram analiticamente a digitação viscosa e concluíram que o aparecimento de *fingers* no processo de injeção de água pode se dar devido às diferenças viscosas entre os fluidos e pelos fenômenos de tensão superficial, capilaridade e molhabilidade.

Mais um dos fatores que determinarão a eficiência da injeção de água para recuperação avançada é a heterogeneidade ou condições geológicas do reservatório abordado (HAN et al., 1999).

Nasri e Dabir (2010) constataram que quanto maior for a densidade do óleo mais difícil sua retirada por recuperação secundária com injeção de água. Partindo de um simulador comercial implementando o modelo *Black-oil* tridimensional trifásico e variando propriedades como saturação inicial e porosidade da formação, foi possível concluir que após o *breakthrough* (ponto onde há também a produção de fluido injetor no poço de saída) ocorre uma grande queda de pressão levando a baixas produções. Mantendo-se a pressão constante foi observado fator de recuperação de aproximadamente 78% e com a vazão constante o óleo retirado cai para cerca de 50% analisando um período fixo de onze anos de recuperação.

Sheng & Chen (2014) através de simulação fluidodinâmica foram capazes de reproduzir uma recuperação secundária de xisto com injeção de água e gás também com modelagem *Black-oil* de quatro componentes (água, óleo, gás dissolvido e gás solvente) e três fases, obtendo recuperações de 15% para injeção de gás e 12% para injeção de água.

Há também o uso de métodos que aproximam as malhas fluidodinâmicas da realidade da formação rochosa real do reservatório. Um exemplo disso é a aplicação do *dual mesh method*, ou método de malha dupla, que se resume como uma metodologia que utiliza efeitos multifásicos e de transmissividade, permeabilidade variável. Audigane & Blunt (2004) utilizou essa abordagem numa recuperação com óleos intermediários com água obtendo retiradas de até 12% de óleo.

Existem inúmeras formas de complementar a recuperação de óleo a partir da injeção de água. Dentre elas estão a injeção alternada com vapor que proporciona para óleos pesados uma diminuição viscosa e melhoramento na mobilidade.

Rodrigues & Galvão (2013) simularam a injeção alternada de água e vapor e afirmaram que se pode conseguir fatores de recuperação até de 70% numa alternância de 8 anos entre os dois fluidos. Embora considerando separadamente, a recuperação para os períodos de vapor foi de 22% e para água 45%.

Nesta mesma linha de pesquisa, Araújo, N. et al. (2013) avaliou as características do óleo recuperado a partir de injeção cíclica de vapor, observando que no início do ciclo de injeção a redução da viscosidade pode chegar a 89% e no fim da produção cai para valores da faixa de 25%. Esse trabalho conseqüentemente ajuda na otimização do tempo de produção dos poços injetores.

Queiroz (2006) observou que alguns fatores são muito influentes na metodologia de injeção cíclica de vapor. A viscosidade baixa se apresentou viável para a produção, enquanto o aumento da permeabilidade torna o processo favorável. E parâmetro mais pungente foi a espessura do reservatório, onde a produção acumulada aumenta com o aumento da espessura.

As melhores recuperações a partir do método de injeção de vapor são observadas quando aplicado o método SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*) ou Drenagem Gravitacional Assistida por Vapor. O método consiste em se injetar vapor continuamente de forma radial por todo reservatório, onde a partir do fluxo convectivo gerado, tende a condensar juntamente com o óleo em direção a um poço produtor mais abaixo do injetor (KAMATH et al., 1993; BARILLAS, 2005; FERNANDES et al., 2013b; WANDERLEY et al., 2013).

Nesse processo Fernandes et al. (2013a), observaram que a vazão de injeção é um fator limitante de recuperação, pois à medida que a aumenta demais dependendo das dimensões do reservatório, a distribuição de temperatura não é satisfatória, situando-se apenas nas regiões próximas ao poço injetor.

Gurgel (2009) utilizou simulação numérica de reservatórios para fazer um estudo paramétrico das variáveis do reservatório que influenciam na recuperação de óleo em um reservatório do tipo delgado, com dimensões em x , y e z de 100 m x 100 m x 16 m respectivamente, onde a zona produtora compreendeu apenas os 10 m mais superficiais. Na construção de seu modelo, considerou propriedades de reservatório como: porosidade, compressibilidade, permeabilidade e condutividade térmica, numa disposição de malha *five spot*. Então, observou que a recuperação de óleo sem injeção de vapor obteve um valor de 1500 m³ de óleo em 10 anos de extração, ao passo de que com o vapor a produção foi de 7200 m³ somente ao oitavo ano. Aferiu-se também que a permeabilidade horizontal do reservatório, ou seja, aquela na direção de deslocamento de fluido e a razão entre as zonas de água e óleo foram as que mais pesaram no fator de recuperação, melhorando o processo para maiores valores dessa variável. Também, constatou-se que menores distâncias entre poços e maiores espessuras da zona produtora melhoram o desempenho da produção.

Ainda, Mozaffari et al. (2013), simulou numericamente o processo de recuperação de óleo pesado com injeção de vapor contínua visando obter os parâmetros de maior influência na ação do método. A partir das equações de conservação de massa e de energia, concluiu que à medida que a pressão de injeção e/ou temperatura aumenta, a recuperação também aumenta, impondo um pico de 60%.

3.2 Injeção de CO_2

Outra técnica de recuperação que se apresenta como uma das mais utilizadas no mundo é a injeção de gás carbônico. Matte (2011) avaliou a viabilidade de inserção da recuperação avançada com CO_2 concluindo que ao dissolver-se parcialmente no óleo, tende a causar inchamento e diminuição da viscosidade, auxiliando na produção. É muito tendencioso utilizar este método em poços *on-shore* onde se pode trabalhar com pressões mais reduzidas e, conseqüentemente, menores volumes de gás. Finalmente se mostra como uma forma de utilizar um gás estufa em um processo de exploração, minimizando seus efeitos, embora o custo de sequestro se mostre alto.

A injeção de CO_2 normalmente é um método auxiliar à energia natural do reservatório (energia primária). Muitas vezes, para acelerar a produção, injeta-se água alternadamente ao gás carbônico (COTIA, 2012).

Para cada cerca de 1 a $\frac{1}{4}$ kg de CO_2 injetados no reservatório como ferramenta de recuperação, cerca de 1 kg de óleo é recuperado a mais (BLUNT et al., 1993).

Cotia (2012) simulou um reservatório de modo a analisar sua recuperação com esse tipo de arranjo com a injeção de CO_2 em um cenário com condições similares às aquelas encontradas no pré-sal e observou que a influência do CO_2 foi mais favorável, por exemplo, que a da água devido aos fatores de aumento de permeabilidade em um ambiente com essa característica desfavorável.

Outros trabalhos, ainda, foram desenvolvidos mostrando que a viabilidade do processo cresce à medida que fatores como a captura de CO_2 se mostram eficazes financeiramente nos métodos de recuperação com a venda do gás para a indústria de recuperação avançada de petróleo, além de ambientalmente favoráveis (KUUSKRAA et al., 2013; RAVAGNANI et al., 2009; FERGUSON et al., 2009).

De acordo com Khan et al. (2012), que simularam um reservatório de arenito a uma profundidade de 3650 m com porosidade média de 0.17, o método de injeção de CO_2 pode também ser utilizado com eficácia para recuperação avançada de gás natural, a qual apresenta menos estudos declarados do que a recuperação de óleos, e também contribuir com o sequestro de carbono.

3.3 Outros métodos

Diversos outros métodos são usados para recuperação avançada, variando-os de acordo com as características do óleo e da formação que se trabalha.

O uso de métodos químicos é um dos que mais tem crescido devido à ineficiência de outras abordagens de recuperação, principalmente quando se lida com óleos de alta viscosidade.

O uso de solventes tem sido também estudado para recuperação química não-isotérmica. Leyva-Gomez e Babadagli (2013) desenvolveram simulações com malha cilíndrica onde o domínio fora dividido em três regiões (área de óleo, área de coleta de óleo e região de solvente) e, variando-se a pressão e temperatura obteve fatores de recuperação na faixa de 80% para óleos pesados com propano e butano na função de fluido injetor.

Binshan et al. (2006) pesquisaram a aplicação de nanopartículas na forma de polisilicone lipofóbico e hidrofílico (LHP) para recuperação avançada com um modelo unidimensional com domínio de 1 metro de comprimento. Foi constatada uma retirada de quase 70% de óleos intermediários.

Curbelo (2006) desenvolveu tensoativos não-iônicos e iônicos e observou que ambos os tipos de tensoativos utilizados apresentaram fatores de recuperação muito favoráveis com máximos de 11% para os não-iônicos e 70% para os iônicos.

Pires et al. (2013) conseguiram criar tensoativos providos de micelas alongadas, os quais foram efetivos no aumento da eficiência de varrido e deslocamento mesmo em baixas concentrações.

Bortoloti e Romero (2013) simularam a injeção de polímeros como método de recuperação de óleo em um reservatório com dimensões de 750 ft x 750 ft x 30 ft a uma profundidade de 4000 ft e constaram que esse processo pode aumentar o fator de recuperação em até 15% devido ao controle da mobilidade proporcionado pelo polímero melhorando a eficiência de varrido.

Romero et al. (2013) desenvolveram simulações no software ECLIPSE tentando encontrar parâmetros que influenciassem na recuperação de petróleo em uma formação com dimensões de 1000 ft x 1000 ft x 100 ft com a injeção de espumas após o uso de métodos convencionais e evidenciou que as espumas a pequenas concentrações promovem um incremento muito favorável na mobilidade de óleo.

Ainda com a adoção dos polímeros aos métodos convencionais foram desenvolvidos como o trabalho de Rios e Moreno (2013), que em simulações, averiguaram um fator de recuperação de 5% a mais para o método de injeção de água e polímeros do que se fosse somente água. Outros trabalhos com polímeros foram desenvolvidos também comprovando que é possível atingir recuperações de óleos pesados de até 80% com tal método (SEDAGHAT et al., 2013).

3.4 Formas de reservatórios e esquemas de injeção utilizados na literatura

Ao se fazer simulação de reservatórios de petróleo na etapa de construção de malhas fluidodinâmicas é necessário saber que tipo de modo de injeção utilizar, bem como as dimensões da formação rochosa que compreende a região de escoamento do sistema multifásico óleo-fluido de injeção.

Reservatórios de petróleo podem ter vários quilômetros em suas três dimensões, porém não necessariamente a modelagem precisa atingir esse grau de precisão. Um método bastante utilizado na literatura é atribuir como volume de controle uma fração do reservatório, que muitas vezes é de escolha aleatória, que compreenda todas as características gerais da rocha completa.

De acordo com Barillas (2005), a partir de dados operacionais de diversos campos localizados nos Estados Unidos, Canadá e Venezuela, o comprimento médio dos reservatórios fica entre 424 m e 1000 m, com profundidade de 5 m. E a distância entre os poços produtores e injetores ficou entre 5 e 7 metros. Esses dados, entretanto, foram coletados para óleos viscosos de baixo °API.

Naveira (2007) adotou em simulação dimensões de 500 m x 500 m x 20 m de reservatório, prezando pela simetria de modo a se observar com mais precisão a eficiência de varrido ao longo do tempo.

Cunha (2010) utilizou para simulação o software CFX 11.0 para desenvolvimento de uma malha de reservatório com dimensões retangulares de 270m x 180m x 15m com o modelo *five spot* de injeção, com dois poços produtores centrais e seis poços periféricos de injeção, com os poços produtores distando 92 m entre si e 65 m dos injetores. E Costa et al. (2010) simularam o mesmo modelo de reservatório mas com o *five spot* invertido, onde os poços injetores são os centrais.

O esquema de injeção *five spot* com reservatórios em formas retangulares simétricas ou assimétricas se apresenta como o mais comum, observado na preferência de diversos autores (NAVEIRA, 2007; ARAÚJO e FARIAS NETO, 2009; RIBEIRO, 2008; COSTA et al., 2010) por ser um modelo mais simplificado devido sua simetria.

Bortoloti e Romero (2013) construíram uma malha *five spot* isolando o volume de controle para $\frac{1}{4}$ da malha, considerando apenas um poço injetor e o produtor central, onde quaisquer variações que ocorressem nesta fração, as demais a acompanhariam. Tal abordagem possui grande detalhamento para avaliações de eficiência de varrido (RIOS e MORENO, 2013). Entretanto não é uma metodologia nova, já utilizada largamente em pesquisas de simulações de reservatórios (ZAYDULLIN et al., 2014; PONCE F. et al., 2014; AUDIGANE e BLUNT, 2004; NASRI et al., 2010; RIBEIRO, 2008).

4 MATERIAIS E METODOLOGIA

Nesta seção apresentam-se tópicos referentes à construção da malha numérica que representa o sistema de reservatório, bem como todas as considerações feitas durante as simulações, propriedades físicas dos fluidos envolvidos e da formação rochosa de reservatório considerada, modelos matemáticos utilizados, condições iniciais, de contorno e parâmetros aos quais se espera obter.

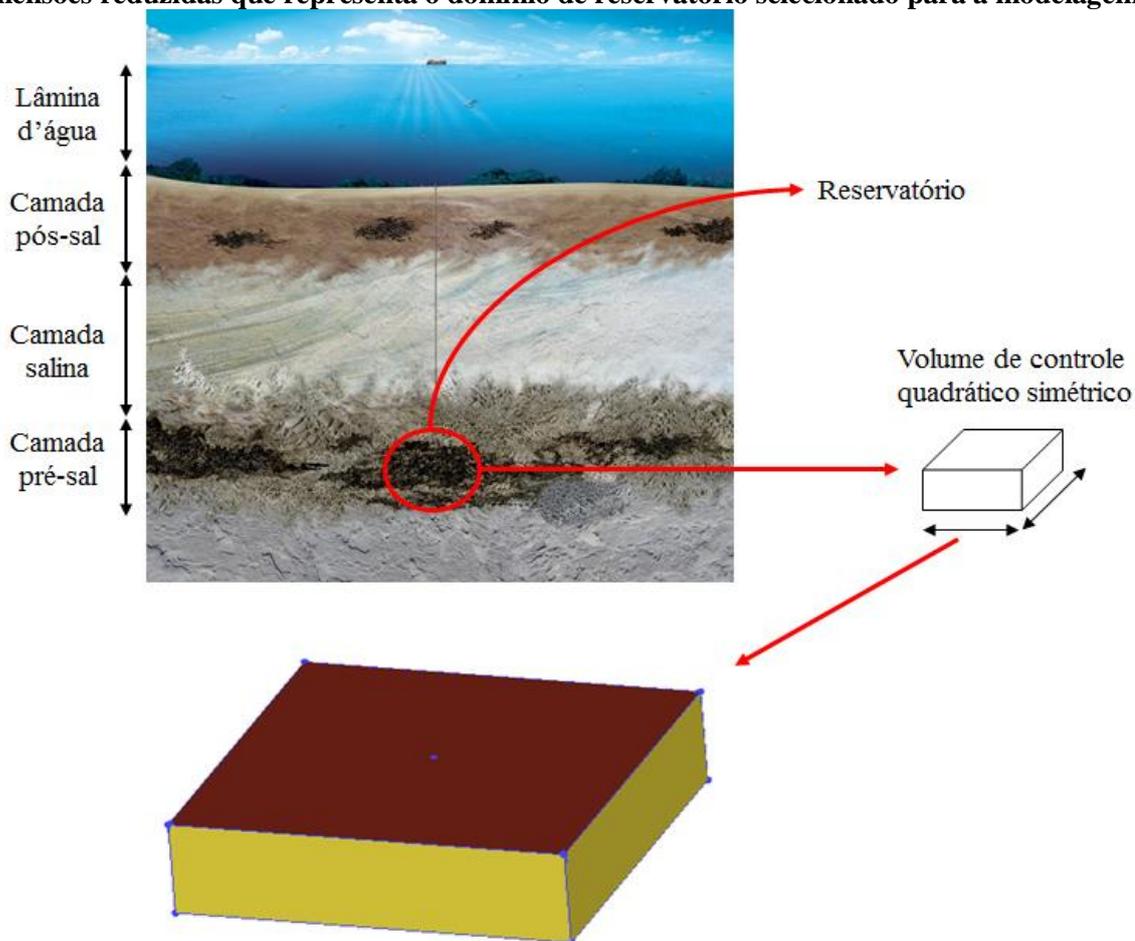
4.1 Sistema considerado

Este trabalho visa à inserção de um modelo fluidodinâmico para escoamento de óleos leves durante processos de recuperação secundária, provenientes de formações rochosas similares àquelas encontradas no ambiente pré-sal. Entretanto, se torna contraproducente criar uma modelagem que conte com as dimensões exatas de um reservatório em escala real ou até mesmo das tubulações de injeção e produção de fluidos devido a limitações computacionais e pela complexidade que muitas vezes a geometria do reservatório apresenta.

A profundidade média em que se encontram os reservatórios petrolíferos no pré-sal são da ordem de 5000 m a 6000 m, então, devido a essa profundidade, se as tubulações fossem colocadas do reservatório até a superfície, o domínio total (rocha e tubos) estaria totalmente desproporcional, limitando e dificultando um melhor entendimento do problema, além de requerer uma capacidade de processamento muito grande da máquina que fosse executar os cálculos na quantidade absurda de elementos numéricos gerados, inviabilizando o estudo.

Então, por questões de simplificação, foi adotada uma restrição do volume de controle como um todo a um elemento diferencial do reservatório que contém todas as suas propriedades conforme previamente já elaborado na literatura (CUNHA, 2010). De acordo com essa metodologia, toda formação rochosa que compreende desde a superfície, onde se encontra o início dos poços, até a região de reservatório em sua extensão completa são desconsiderados na modelagem e uma porção simétrica com dimensões definidas e apresentando todas as propriedades físicas do óleo, geometria de partículas do reservatório, pressão e temperatura, é escolhida como região de trabalho conforme a Figura 16.

Figura 16 – Geologia dos reservatórios pré-sal com especificação de um volume de controle de dimensões reduzidas que representa o domínio de reservatório selecionado para a modelagem.



Fonte: Modificado de PETROBRAS, 2008.

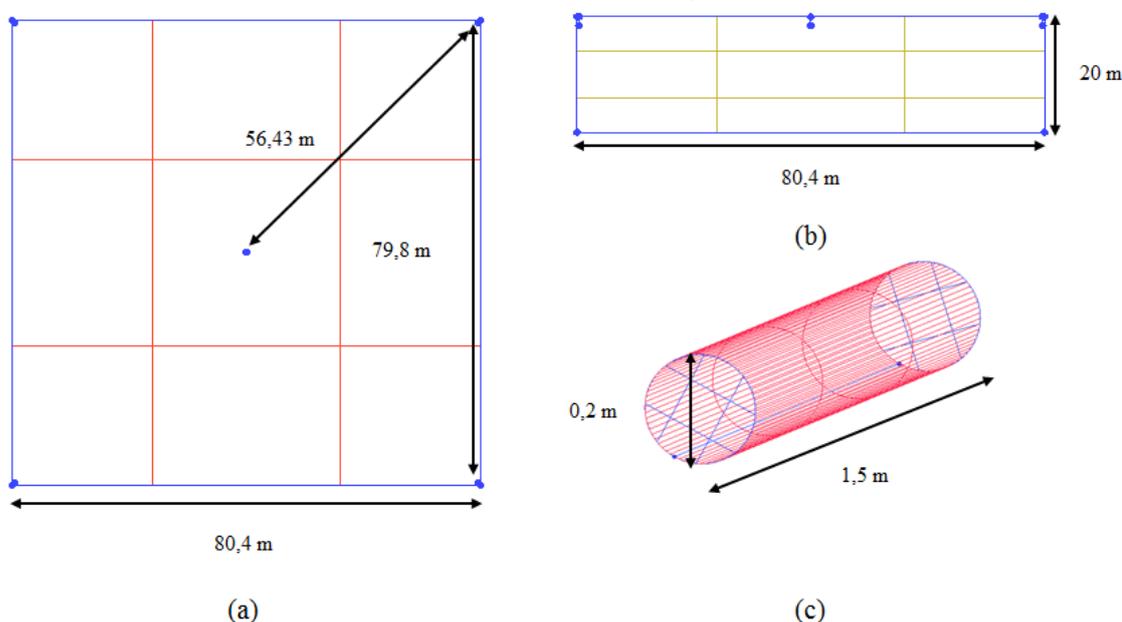
Para considerações de entrada e saída no escoamento dos fluidos injetores e produtores, apenas a fração de tubos ($0,0314 \text{ m}^2$ de área transversal) que penetra no reservatório é levada em consideração. Todos os quilômetros de dutos até a superfície são desprezados. Foi optado deixar certo comprimento de poço (1,5 metro) no domínio por critério representativo e para mostrar o comportamento de fluxo radial nas proximidades da saída dos poços injetores.

A escolha da geometria quadrática se dá principalmente pela grande presença na literatura desse tipo de domínio e maior facilidade de comparação dos perfis de fluxo adotados no processo de recuperação, validando de maneira mais eficaz o modelo. Também, a simetria do domínio facilita a criação de uma malha não estruturada com menos riscos de conter falhas.

O domínio do trabalho proposto é constituído por um esquema de quatro poços injetores periféricos e um poço produtor central, adotando o sistema de injeção *five spots* (cinco pontos). As dimensões desse domínio foram escolhidas como 80,4 metros em cada lado e uma

profundidade de 20 metros. Para os poços, o comprimento foi de 1,5 metro e diâmetro de 0,2 metro, baseando-se nos trabalhos de Cunha (2010) e Costa et al. (2010). A distância entre poços laterais ficou de 79,8 metros centro-a-centro e aquela dos poços laterais ao poço central, de 56,43 metros também centro-a-centro. A Figura 17 ilustra em detalhes as dimensões desses elementos.

Figura 17 – Dimensões do domínio de reservatório e poços. (a) Vista superior do reservatório com distâncias laterais e poço-a-poço; (b) Vista lateral do reservatório com ênfase na profundidade; (c) Diâmetro e comprimento de um dos poços (todos simétricos).



Fonte: Autor.

4.2 Geração da malha não-estruturada

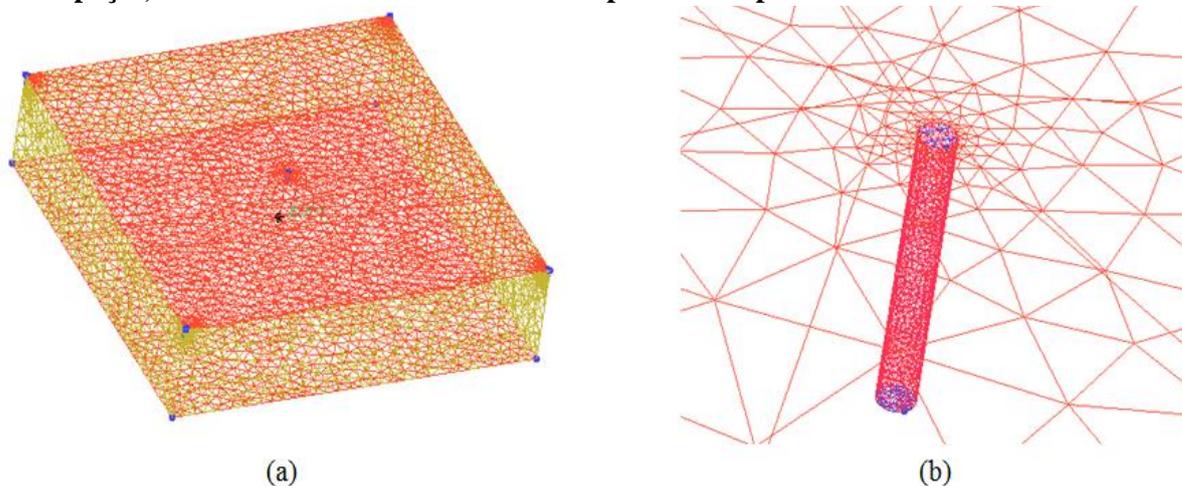
A malha foi desenvolvida no pacote comercial da ANSYS®, ICEM CFD versão 13.0, que é um aplicativo com vasta opção de criação e gerenciamento de geometrias estruturadas e não estruturadas a partir de comandos de gênese de pontos, linhas e superfícies.

A princípio, foram criados os poços com pontos centrais e periféricos unidos por linhas simples, todos eles dispostos no sistema de injeção *five spots*. A partir disso, com um comando de superfície de revolução, foram desenvolvidas as paredes dos poços. Finalizando os poços, fechou-se suas bases com a inserção de superfícies planas.

Em seguida, foram plotados os pontos referentes aos limites do reservatório e todos eles ligados entre si por linhas, formando uma geometria quadrática perfeitamente simétrica nos lados. Como nos fundos dos poços, todos os seis lados do paralelepípedo que forma o

reservatório foram fechados com o comando de superfícies planas. Por fim, com a geometria montada, usou-se o comando de criação de malha não estruturada tetraédrica (Figura 18), que se baseia no tamanho e distribuição dos elementos pela geometria em cada parte (paredes, poços, etc.). O tamanho dos elementos na região de poços e paredes foi reduzido em relação aos demais em decorrência de uma necessidade maior de detalhes nessas áreas onde são aplicadas as condições de contorno e iniciais. O fator de escala global utilizado foi 4 com tamanho global de sementes de elementos de 128. Os parâmetros de taxa de crescimento de malha e número de camadas foram deixados em *default*. Assim, a malha final ficou com 151305 elementos e 30421 nós.

Figura 18 – (a) Malha quadrática não estruturada gerada no ANSYS ICEM CFD. (b) Ênfase de um dos poços, onde os elementos foram reduzidos para maior precisão dos cálculos iniciais.



Fonte: Autor.

4.3 Modelo matemático proposto

Objetivando representar de maneira mais fiel possível, foi proposta uma modelagem matemática que teve precedência no trabalho de Araújo e Farias Neto (2009), Costa et al. (2010) e Cunha (2010), onde foram consideradas as equações de conservação para escoamentos em meios porosos tal como mostradas na Seção 2.10 e a elas aplicadas considerações necessárias ao problema.

Portanto, aos escoamentos aqui analisados foram aplicadas considerações e simplificações que contribuiriam para a consolidação da modelagem utilizada e são válidos apenas para os casos aqui observados, ou seja, variando-se algumas dessas considerações é esperado um novo comportamento do modelo.

Assim, foi proposto que:

- 1) **Os fluidos são newtonianos e incompressíveis** – Tal consideração elimina comportamentos viscosos dependentes do tempo, ou necessidade de tensão inicial para escoamento, assim como mantém a densidade constante mesmo sob pressão.
- 2) **Propriedades constantes do reservatório** – Não foram consideradas dilatações nos poros ou fraturas na formação rochosa devido ao escoamento ou pressão, bem como não foi variada a permeabilidade absoluta, sendo o domínio uma representação de um trecho utópico de permeabilidade constante.
- 3) **Escoamento em regime transiente** – As equações diferenciais que regem o problema de escoamento são todas funções do tempo, então, de modo a facilitar a visualização dos resultados e admitir uma análise ponto a ponto essa consideração foi aplicada.
- 4) **Ausência de reações químicas** – Durante o processo de recuperação nenhum componente do óleo reagirá com o fluido de injeção ou entre si.
- 5) **Transferência de massa desprezível entre as fases** – Foi considerado que o coeficiente de difusividade é nulo e desse modo o termo difusivo das equações de conservação se torna nulo.
- 6) **Paredes do reservatório e dos poços totalmente impermeáveis e estáticas** – Não é admitido movimento de compressão ou dilatação nas paredes, nem movimento unidimensional nas paredes do domínio. Nesses pontos o sistema é considerado isolado, pois nem mesmo transferência de calor é adotada.
- 7) **Escoamento bifásico** – Aplicou-se uma variação do modelo Água-Óleo descrito na Seção 2.10.2.2, onde a fração de gás é muito menor que a de óleo podendo ser desprezada nessa abordagem.
- 8) **Forças interfaciais nulas** – Apenas a força de arraste foi considerada, com o coeficiente de arraste constante (variando seu valor numérico apenas para cada tipo de caso estudado).

O Ansys CFX 13.0 representa tais equacionamentos a partir do Modelo de Darcy, como é conhecido no próprio software e as equações de conservação assume a seguinte forma:

- Equação da continuidade:

$$\frac{\partial \gamma \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{K} \cdot \vec{U}) = 0 \quad (58)$$

- Equação de quantidade de movimento:

$$\frac{\partial(\gamma\rho\vec{U})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho(\mathbf{K} \cdot \vec{U}) \times \vec{U}) - \nabla \cdot (\mu_e \mathbf{K} \cdot (\nabla\vec{U} + (\nabla\vec{U})^T)) = -\gamma\mathbf{R} \cdot \vec{U} - \gamma\nabla p \quad (59)$$

Onde \vec{U} é o vetor velocidade real, ρ a massa específica do fluido, μ_e a viscosidade efetiva e $\mathbf{R}=(R_{ij})$ é a representação da resistência ao fluxo no meio poroso, que é, geralmente, um tensor simétrico positivo de segunda ordem, o qual é função direta de propriedades dos fluidos, do reservatório e de forças externas atuantes. E \mathbf{K} é um tensor chamado de *tensor porosidade de área* (MANUAL CFX 11.0, 2006).

De acordo com a Equação (59), nota-se que o primeiro termo do membro esquerdo diz respeito ao acúmulo de momento nos poros, o segundo termo é o advectivo, responsável por representar a transferência de momento devido ao movimento global do fluido e o terceiro é o termo difusivo, exibindo a variação de momento via transferência de massa. Os termos no segundo membro da equação são os termos fonte de momento e representam, de maneira geral, todo o momento gerado por forças externas e transferido para partes sólidas do domínio.

De acordo com a consideração (5) descrita anteriormente, não há ocorrência de transferência de massa no processo, o que inviabiliza o terceiro termo do primeiro membro da Equação (59), responsável pela variação de momento difusivo. E o Modelo de Darcy no *solver* do Ansys CFX considera que, para grande resistência nos poros, é necessário um gradiente de pressão suficiente de modo equalizar o desequilíbrio gerado por essas resistências. Então, nesse caso, têm-se os outros dois termos (de acúmulo e de momento advectivo) do membro esquerdo da Equação (59) numericamente desprezíveis quando comparados aos do membro direito (resistência ao fluxo e gradiente de pressão). Desse modo, a equação resultante será (Manual CFX 11.0, 2006):

$$\frac{\partial(\gamma\rho\vec{U})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho(\mathbf{K} \cdot \vec{U}) \times \vec{U}) - \nabla \cdot (\mu_e \mathbf{K} \cdot (\nabla\vec{U} + (\nabla\vec{U})^T)) = -\gamma\mathbf{R} \cdot \vec{U} - \gamma\nabla p \quad (60)$$

$$\vec{U} = \mathbf{R}^{-1} \cdot \nabla p \quad (61)$$

Que é a forma anisotrópica da Lei de Darcy convencional.

- Equação de energia:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\gamma H \rho) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{K} \cdot \vec{U} H) - \nabla \cdot (\Gamma_e \mathbf{K} \cdot \nabla H) = \gamma S^H \quad (62)$$

Onde, H é a entalpia específica do fluido, Γ_e é a difusividade térmica específica e S^H a fonte de calor, conforme citado no tópico 2.10.1. Para análises isotérmicas, todas as parcelas da equação de energia se anulam devido a não ocorrência de transferência de calor (temperatura dos fluidos iguais), porém, para casos onde haja diferença de temperatura a equação será adotada.

4.4 Estudos de casos

Neste trabalho, foi proposto o estudo da aplicação de recuperação secundária de óleos leves similares àqueles encontrados no cenário pré-sal com injeção de água no esquema *five spots*. Assim, foi estudado um conjunto de propriedades (Tabela 3) desse escoamento de modo a quantificar o óleo recuperado e demonstrar o quão eficiente se mostrou o processo de recuperação.

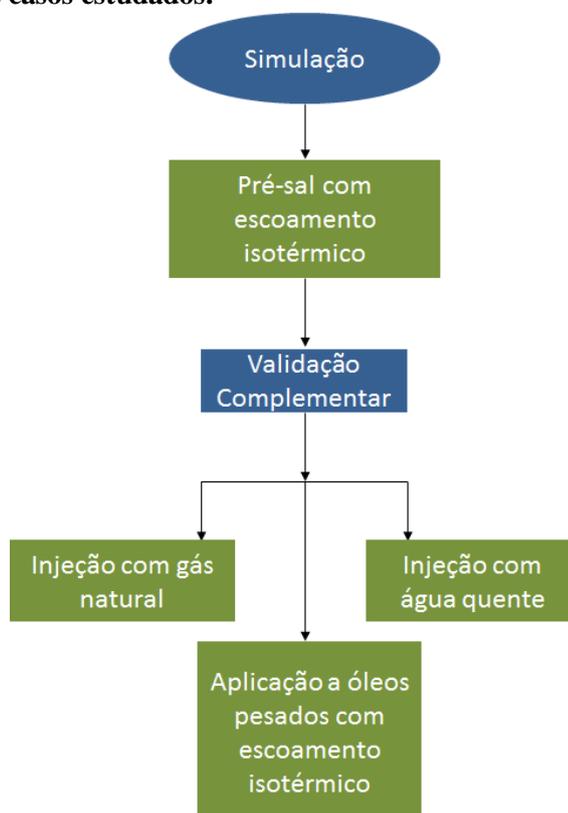
Tabela 3 – Características da análise quantitativa.

Propriedades	Descrição
Fator de Recuperação (%FR)	Responsável por mensurar a quantidade de óleo removido do reservatório.
Eficiência de Varrido	Representa a porcentagem de área (horizontal ou vertical) invadida pelo fluido injetor.
Eficiência Volumétrica	Demonstra o quanto o fluido injetor avançou através do volume de controle (% volumétrica)
Eficiência de Recuperação	É a medida de eficiência de um método de recuperação.
Razão Água-Óleo (RAO)	Razão entre a quantidade de água e óleo existente no poço produtor. Indica a predominância de cada fluido na produção.

Fonte: Autor.

Também, para completar o modelo de recuperação secundária, foram injetados no reservatório outros fluidos ou métodos como modo de validação da modelagem na representação de fluxos em reservatórios. Ou seja, além de se injetar água na temperatura da formação, foi testada a injeção gás natural para obtenção de um perfil do modelo para um fluido compressível (mantendo as mesmas considerações do modelo original). Posteriormente, foi imposta uma análise mais rigorosa, obtendo o comportamento de uma recuperação de óleos pesados com injeção de água. Por fim, foi utilizado um método de recuperação avançada, a injeção de água quente, a fim de questionar a ocorrência de variações fenomenológicas para casos isotérmicos e não-isotérmicos. O fluxograma da Figura 19 mostra a integração dos casos estudados:

Figura 19 – Diagrama de casos estudados.



Fonte: Autor.

4.5 Condições iniciais e de contorno

4.5.1 Propriedades dos Fluidos

A depender do tipo de estudo de caso, as características da modelagem no que concerne às condições iniciais variaram. A seguir, para cada abordagem descrita na seção 4.5,

têm-se tabelas com as propriedades correspondentes. Em todos os estudos as características da formação rochosa do reservatório não foram variadas e tentaram se aproximar àquelas do pré-sal, as quais são compostas por calcário de boa permeabilidade; Baseando-se em Cunha (2010) foi possível adotar essas condições tal como mostrado na Tabela 4.

Tabela 4 – Propriedades da formação rochosa.

Propriedades	
Permeabilidade (m ²)	2x10 ⁻¹²
Porosidade	0,25
Pressão inicial (atm)	580*
Temperatura inicial (K)	370*

Fonte: CUNHA, 2010; *PETROBRAS, 2007.

1) Pré-sal com Escoamento Isotérmico

A Tabela 5 traz os dados referentes a um óleo proveniente do pré-sal da Bacia de Santos, a 290 km da costa do Rio de Janeiro (PETROBRAS, 2007).

Tabela 5 – Propriedades físicas dos fluidos (petróleo x água).

Propriedades	Petróleo	Água
Densidade (kg/m ³)	881*	942,5
Massa molar estimada (kg/kmol)	105,47	18,02
Viscosidade (Pa.s)	0,001*	0,00088
Saturação inicial	1	0
Temperatura inicial (K)	370*	370

Fonte: Cunha, 2010; * PETROBRAS, 2007.

2) Análise de Injeção com Gás Natural (Isotérmico)

Foi feita uma aplicação com gás natural objetivando-se analisar o comportamento de outro método de recuperação secundária num mesmo modelo. Assim, por critérios de

simplificação, uma vez que o gás natural é composto por 88% de metano em sua composição, considerou-se o fluido injetor sendo metano puro à temperatura do reservatório (Tabela 6).

Tabela 6 – Propriedades físicas dos fluidos (petróleo x gás natural).

Propriedades	Petróleo	Gás Natural
Densidade (kg/m ³)	881*	0,717
Massa molar estimada (kg/kmol)	105,47	16,04
Viscosidade (Pa.s)	0,021	11,1.10 ⁻⁶
Saturação inicial	1	0
Temperatura inicial (K)	370	370

Fonte: Manual CFX 11.0, 2006; * PETROBRAS, 2007.

3) Análise com Recuperação de Óleos Pesados (Isotérmica)

Nesse ponto, foram selecionados na literatura (BARBOSA et al., 2012) dados de um óleo de perfil pesado, os quais foram implementados na simulação dessa modelagem até então utilizada na recuperação de óleos leves. A Tabela 7 traz as características desse óleo:

Tabela 7 – Propriedades de transporte de óleo pesado.

Propriedades	
Densidade (kg/m ³)	951
Viscosidade (Pa.s)	0,5

Fonte: BARBOSA et al., 2012.

As demais propriedades desse estudo foram mantidas conforme a análise isotérmica do pré-sal.

4) Análise de Métodos Térmicos (Injeção de Água Quente)

De modo a concluir o estudo de simulação de reservatórios, foi proposto um caso onde a água de injeção apresentasse uma diferença de temperatura em relação ao óleo retido no

reservatório. Portanto, sustentando-se nos trabalhos de Costa et al. (2010) e Cunha (2010) foram inseridas as condições da Tabela 8:

Tabela 8 – Propriedades dos fluidos sob análise térmica.

Propriedades	Petróleo	Água
Densidade (kg/m ³)	881*	942,5
Massa molar estimada (kg/kmol)	105,47	18,02
Viscosidade (Pa.s)	Eq.64	Eq.63
Capacidade calorífica (J/kg. K)	2092	4181,7
Condutividade térmica (W/m.K)	0,143	0,6069
Saturação inicial	1	0
Temperatura inicial (K)	323	370

Fonte: CUNHA, 2010; COSTA et al., 2010; * PETROBRAS, 2007.

Sabendo-se que a viscosidade é uma propriedade fortemente dependente da temperatura e pretendendo-se discutir esse comportamento qualitativamente, foram utilizadas correlações tanto para a água (Equação 63) quanto para o óleo (Equação 64) que demonstram essa interação.

$$\mu_{\text{água}} = \frac{2,185}{(40,12 + 0,0051547T_f)T_f - 1000} \quad (63)$$

$$\mu_{\text{óleo}} = 10^{-3} \exp \{ \exp [11,7613 - 2,099 \ln(T_f)] - 1,05 \} \quad (64)$$

$$T_f = 1,8T_K - 459,67 \quad (65)$$

Onde T_f é a temperatura dada em graus Fahrenheit e T_K é a temperatura na escala absoluta Kelvin. Essas equações são aplicáveis a um intervalo de temperatura de 295 a 500 K (Cunha, 2010).

4.5.2 Natureza da Modelagem

Visando obter resultados mais próximos da realidade foi necessária a introdução de condições gerais acerca do modelo. Esses parâmetros e considerações são aqueles que foram invariáveis em todas as simulações e que compõem a natureza da modelagem. À vista disso, foram adotadas as seguintes proposições:

- O escoamento foi simulado no estado transiente com tempo total de 24000 h e passo de tempo de 48 h;
- Os fluidos foram considerados contínuos e com fração volumétrica mínima de 10^{-6} ; devido à presença de duas fases contínuas escoando foi utilizado o modelo de mistura;
- Há a influência do empuxo na direção cartesiana de $-z$, principalmente para caracterizar visualmente efeitos de diferença de densidade.
- Não há variação contundente de pressão no decorrer do processo de recuperação;

No que concerne à injeção dos fluidos, a vazão é a variável de maior interesse, pois é um dos fatores responsáveis pela viabilidade operacional do processo. Então, fundamentando-se no trabalho de Cunha (2010), a vazão padrão selecionada para os estudos de caso foi de 0,1 kg/s de fluido injetor. Entretanto, visando a uma análise de influência apenas para a recuperação isotérmica de óleo pré-sal, essa vazão foi variada até 0,5 kg/s sob o passo de 0,1 kg/s.

Para idealizar a única força interfacial considerada no modelo, a força de arrasto, foi proposta uma abordagem geral em virtude da alta ou baixa resistência nos poros mediante uma vazão de 0,1 kg/s sob porosidade de 25% em um óleo de 1 centipoise, estabelecendo um valor de coeficiente de arrasto constante de 0,44*. Entretanto, no caso onde a viscosidade do óleo do reservatório é acima de 50 centipoise (recuperação de óleo viscoso), imagina-se um aumento da resistência a escoamento nos poros e por isso foi considerado coeficiente de arrasto constante de 40**.

Por fim, na Tabela 9 encontram-se resumidos os parâmetros que foram incluídos e as características gerais da simulação propriamente dita se encontram na Tabela 10.

Tabela 9 – Considerações iniciais de injeção de fluido.

Parâmetros	Atribuições
Vazão de injeção (kg/s)	0,1
Velocidades cartesianas iniciais (m/s)	0
Coefficiente de arrasto	0,44*/40**

Fonte: Autor.

Tabela 10 – Características da simulação.

Componentes da Modelagem	Atribuições
Modelo de transferência de interface	Modelo de Mistura
Acoplamento pressão/velocidade	Rhie Chow Option (Second Order)
Esquema de interpolação para a pressão	Trilinear
Esquema de interpolação para a velocidade	Trilinear
Esquema de Advecção	High Resolution
Critério de convergência	1×10^{-6}
Número de loops por iteração	5

Fonte: Autor.

Onde Rhie Chow é uma função de interpolação para a velocidade nas faces dos elementos a partir dos valores de centro dos volumes de controle, o esquema de interpolação trilinear é caracterizado por considerar as propriedades nas três dimensões cartesianas durante o processo de interpolação e o esquema de advecção High Resolution é o responsável por reduzir a incidência de erros de discretização e oscilações não-físicas em regiões de gradientes elevados.

4.6 Materiais utilizados

As simulações foram desenvolvidas em um computador Intel Core i3 de 3,10 GHz com 4 Gb de memória RAM e 650 Gb de capacidade física de armazenamento.

5 RESULTADOS

Aqui são apresentados os primeiros resultados referentes ao modelo proposto, nas condições iniciais apresentadas anteriormente. Objetivou-se primeiramente avaliar o comportamento da malha numérica usada e em seguida apresentar cada estudo de caso em seções específicas.

5.1 Influência de malha

Ao se utilizar de ferramentas visuais e numéricas nas representações e discussões de resultados analíticos, um dos fatores a se considerar é a confiabilidade da resposta apresentada. Na fluidodinâmica computacional o domínio, que é representado na forma de uma malha, se apresenta em diversas conformações e com elementos de malha diversificados (hexaédricos, tetraédricos, trigonais, etc.) e a distribuição desses elementos pela geometria é um fator determinante nos resultados.

O MVF (método dos volumes finitos), conforme explicado na Seção 2.9.3, faz aplicação dos valores de fronteira dos elementos de controle aplicados ao cálculo do sistema de equações diferenciais que regem o fenômeno. Portanto, é esperado que um número maior de elementos leve a resultados visuais e numéricos mais precisos à custa de maior tempo de processamento virtual.

Ao se trabalhar com estudos de reservatórios, o domínio geométrico é demasiado grande e já exige certo esforço computacional inicial pelo número de elementos que ele acarreta. Em adição a esse fato, os métodos de recuperação de petróleo têm o objetivo de extrair o máximo volume de óleo possível, o que eleva o tempo de processo para anos. Ou seja, mesmo aliado a processadores modernos, o tempo de simulação de grandes domínios sob regimes longos limita a fluidodinâmica computacional e pode tornar o estudo improdutivo.

Para averiguar a necessidade de domínios com numerosos elementos, foram feitos testes preliminares que se respaldaram em simulações (características dos fluidos na Tabela 11) na geometria descrita na Seção 4.1 variando o número de elementos que compunham a malha. Os números de elementos investigados foram de 151 mil, 259 mil e 348 mil com mudanças em cada caso na vazão de injeção para o cálculo do fator de recuperação (%FR) de petróleo (Equação 37) nos valores de 0,1 kg/s, 0,5 kg/s e 1,0 kg/s.

Tabela 11 – Propriedades dos fluidos nas simulações do estudo de influência de malha.

Propriedades	Petróleo	Água
Densidade (kg/m ³)	868,8	942,5
Massa molar (kg/kmol)	105,47	18,02
Viscosidade (Pa.s)	0,17	0,00088

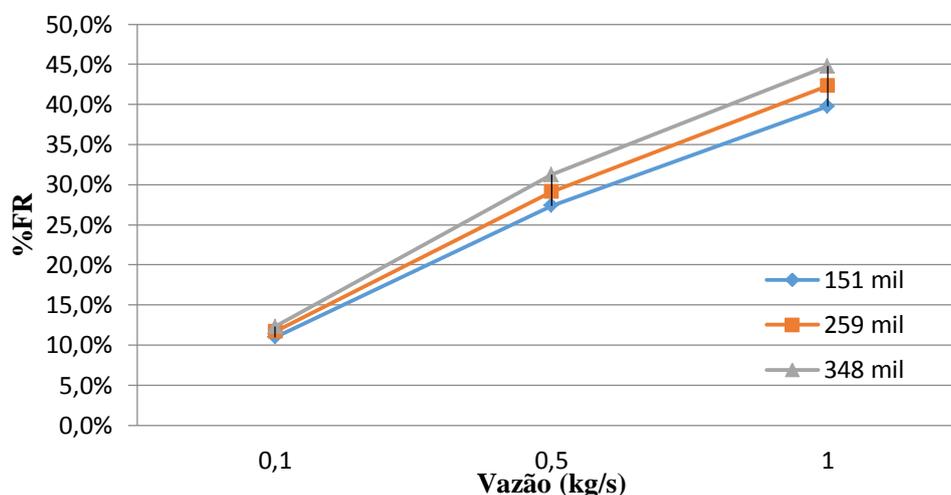
Fonte: Cunha, 2010.

Constatou-se, de acordo com a Tabela 12 e a Figura 20, que um aumento do número de elementos levou aparentemente a uma resposta do %FR mais acurada, porém a diferença entre os valores encontrados em cada vazão para as três malhas foi pequena, chegando a faixas de 10% quando, em contrapartida, o tempo de processamento computacional tendeu a um grande aumento à medida que se elevou o número de elementos da malha.

Tabela 12 – Resultados do %FR e tempo de processamento para cada malha em três diferentes vazões.

Elementos	Vazão (kg/s)	%FR	Tempo de Processamento (min)
151 mil	0,1	11,0%	245
	0,5	27,4%	245
	1	39,8%	245
259 mil	0,1	11,7%	406
	0,5	29,1%	399
	1	42,3%	401
348 mil	0,1	12,3%	506
	0,5	31,2%	491
	1	44,8%	500

Fonte: Autor.

Figura 20 – Diagrama de casos estudados.

Fonte: Autor.

Na Figura 20 é possível observar que, com o aumento da vazão do fluido injetor, obtém-se um mesmo perfil na recuperação de óleo do reservatório em todas as malhas utilizadas. Com essa similaridade de fenômeno nos três casos, pode-se supor confiabilidade à resposta independente de sua precisão. Devido à relação entre as propriedades de fator de recuperação, saturação, razão água-óleo e outros parâmetros de eficiência, foi suposto um mesmo comportamento para essas demais variáveis.

Mediante aos resultados obtidos, atentou-se que uma malha com menos elementos é mais produtora do que uma mais robusta pela mais baixa velocidade de acesso à resposta final, embora exista redução na precisão desses valores numéricos. Então, tendo-se em vista limitações computacionais como baixo espaço físico e baixa capacidade de processamento da máquina, para os estudos de caso de reservatórios foi proposta a malha com o número de elementos mínimo daqueles analisados (151 mil), a qual foi apresentada na Seção 4.1.

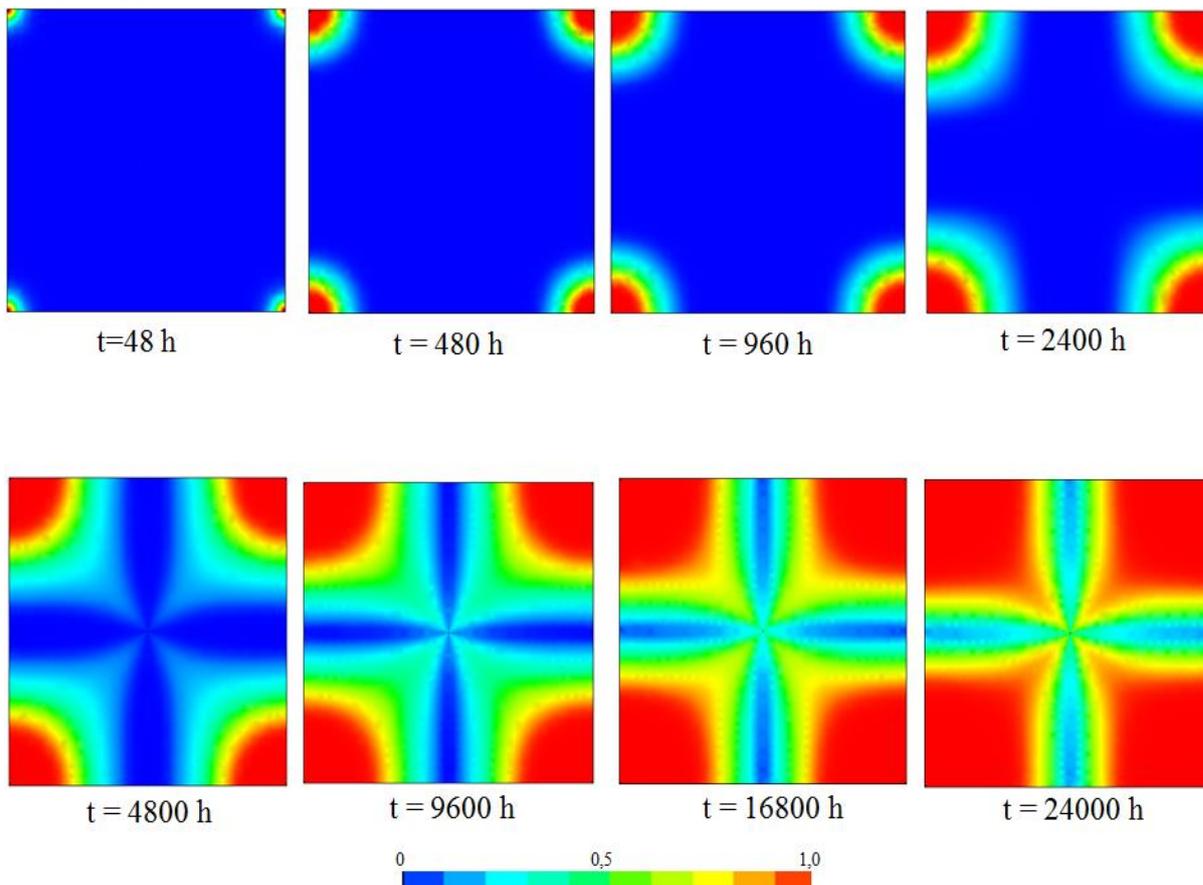
5.2 Escoamento isotérmico de óleos leves

5.2.1 Análise qualitativa

O processo descrito de recuperação de óleos leves se deu com a injeção contínua de 0,1 kg/s de água na temperatura de 370 K, a mesma do reservatório. O passo de tempo foi de 48 h e esse segmento teve duração de 24000 h, refletindo numa simulação de 247 minutos.

Na Figura 21 é representado um corte da região superior do reservatório que é mostrada para visualização da formação de gradientes de concentração de água coletados em oito tempos distintos (variando das primeiras 48 horas até o tempo final de 24000 horas).

Figura 21 – Variação da fração volumétrica da água em plano horizontal superior do reservatório.



Fonte: Autor.

À medida que se injetou água na formação rochosa, a consideração de imiscibilidade total dos fluidos utilizados juntamente com o aumento de volume ocorrido dentro da formação, levou a água a comprimir os poros do reservatório, superar sua resistência e expulsar o óleo presente ocupando em seguida esse espaço. Esse avanço de fluido injetor através do reservatório comprovou que o modelo está condizente fisicamente com o aumento do volume de água no domínio.

Foi notado que no tempo igual a 48 h um início do avanço da água de injeção pelo reservatório, o qual vai crescendo à medida que o tempo passa e assumindo um perfil com simetria em todos os quatro poços injetores. Esse movimento é explicado devido à diferença de pressão, que foi considerada constante na modelagem, entre os poços injetores e o poço produtor, onde neste há uma pressão menor que naquele. Assim, o princípio do escoamento de Bernoulli afirma existir escoamento de fluidos entre dois pontos caso haja diferença de energia entre esses pontos.

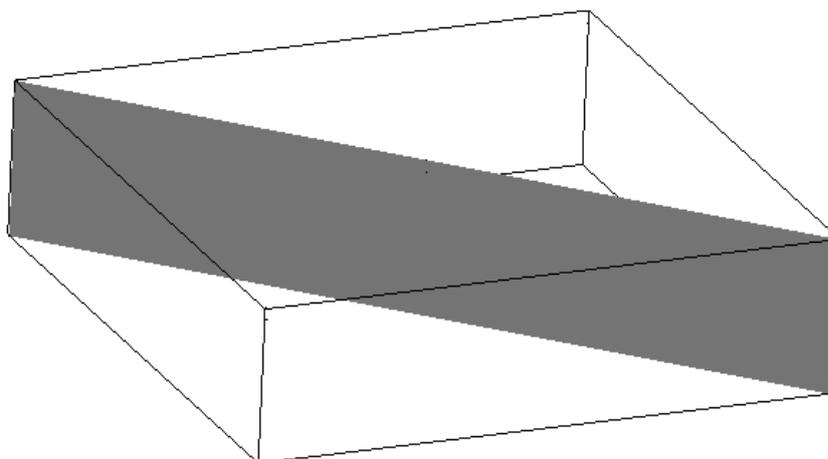
Em $t = 4800$ h é observado que o fluxo de água já atinge o poço produtor, ou seja, a composição de saída já não é 100% de óleo, havendo ali uma combinação imiscível de óleo-

água e, nas áreas periféricas, a presença de uma mistura. Entre os tempos de 9600 h e 16800 h constatou-se um aumento da área horizontal invadida pela água, bem como um maior preenchimento dos poros anteriormente já ocupados pela injeção de fluido, os quais possuíam saturação mais baixa (entre 25% a 50% de água). Finalmente, em $t = 24000$ h foi notado que quase toda área superior do reservatório está preenchida com água a elevada saturação, implicando que a maior parte de óleo foi explorada da formação rochosa devido à imiscibilidade entre os dois fluidos e fluxo contínuo de entrada, sendo a água a nova ocupante da região porosa.

Estes perfis de fluxo apresentados são semelhantes ao afirmado por Rosa et al. (2011), que indicaram um padrão de fluxo para o sistema *five spots* em recuperação secundária com água. Então, pode-se inferir que a modelagem obteve um perfil qualitativo condizente com o esperado teórico. Existem também outros autores de simulação de reservatórios que encontraram o mesmo perfil de escoamento (BARBOSA, 2006; NAVEIRA, 2007; NASRI e DABIR, 2010).

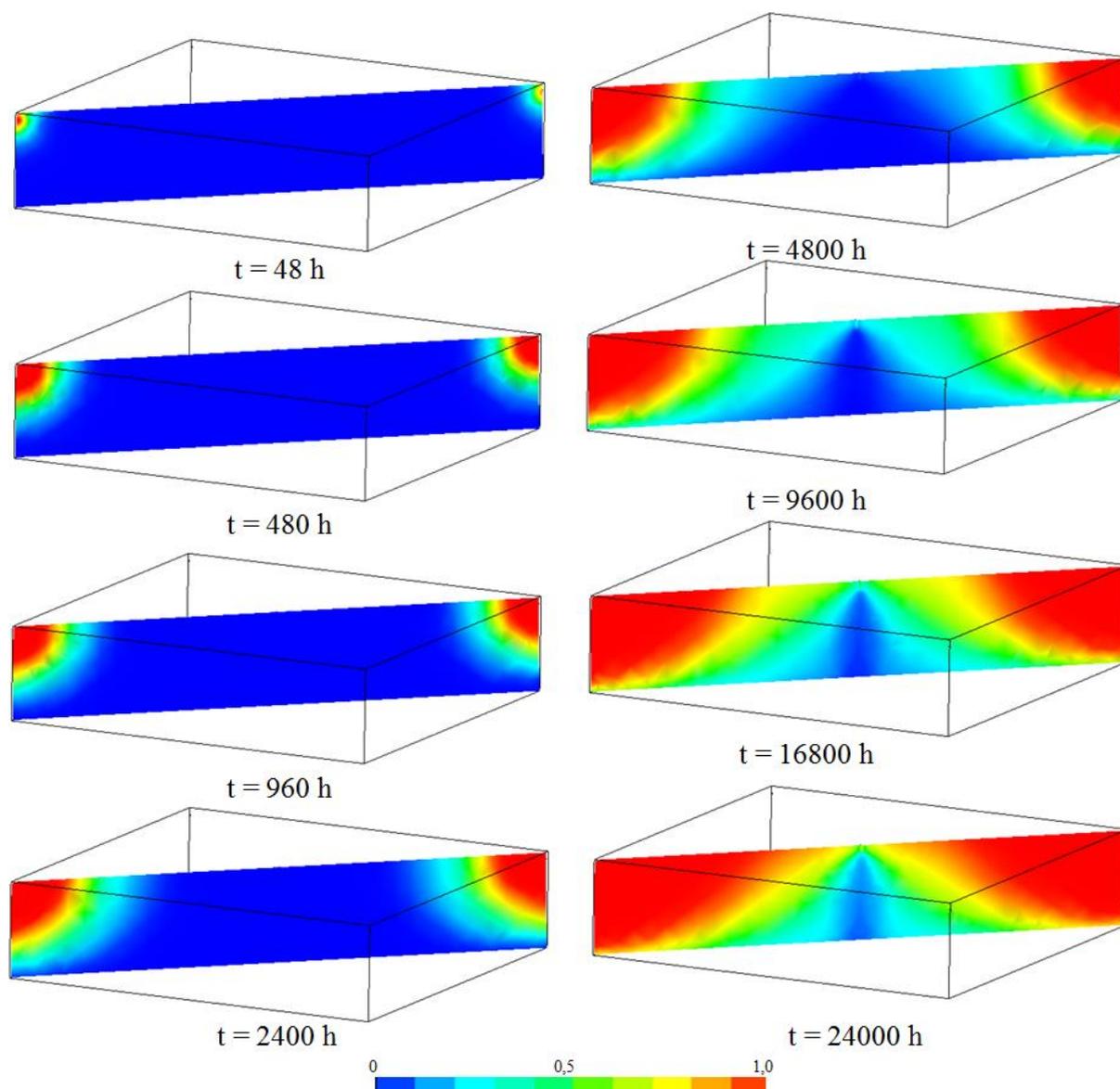
Para a análise do comportamento transiente vertical do influxo de água, desde a sua injeção no reservatório até sua saída, foi adotada uma nova perspectiva de visualização a partir do uso de um plano diagonal cortando a geometria de modo a mostrar a propagação do escoamento interior (Figura 22). A partir disso, a Figura 23 traz o perfil vertical de deslocamento de fluidos.

Figura 22 – Plano de corte vertical para análise de profundidade.



Fonte: Autor.

Figura 23 – Variação da fração volumétrica da água em plano vertical.



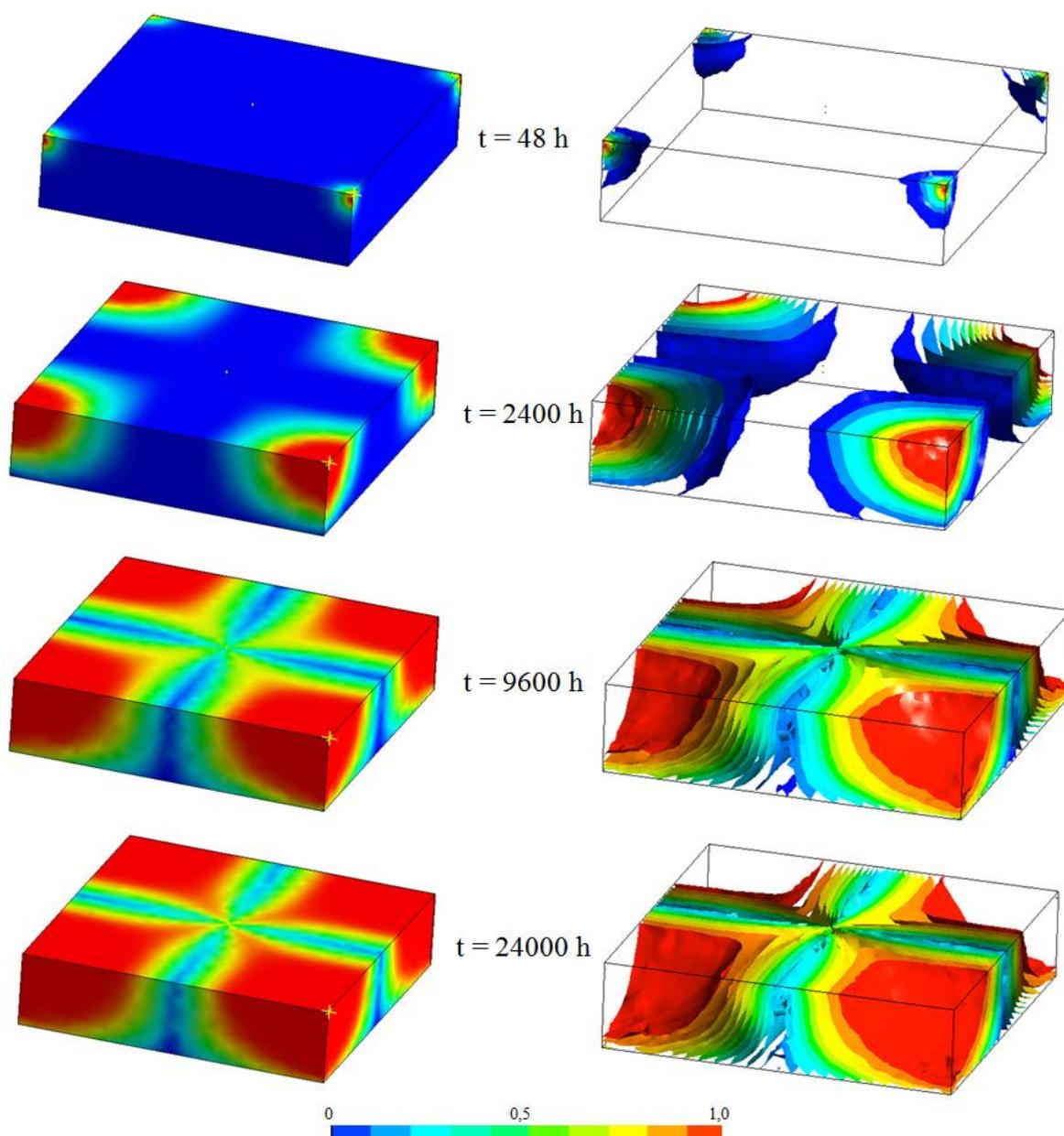
Fonte: Autor.

Pode-se observar que com o aumento da fração volumétrica da água com o tempo, um fluxo terminantemente radial é desenvolvido até meados de $t = 2400$ horas, quando após isso ocorre uma ligeira alongação do perfil em direção ao poço produtor. Nos tempos subsequentes há o aumento da saturação de água à medida que o óleo vai deixando o domínio e ao final do processo de recuperação a área vertical ocupada pela água é muito maior que aquela ocupada pelo petróleo. É notado também que quando o fluido injetor atinge a região de fundo do reservatório, há uma tendência de aumento de fluxo na direção do poço produtor devido à necessidade de propagação do fluxo contínuo radial. Tais comportamentos foram também encontrados por outros autores como Araújo e Farias Neto (2009), Cunha (2010) e

Costa et al. (2010), que utilizaram o mesmo pacote fluidodinâmico em seus trabalhos de recuperação.

Na Figura 24 encontra-se a combinação das perspectivas de análise de planos horizontais e verticais onde traz uma ideia mais completa do processo de recuperação secundária. À esquerda têm-se os perfis de fluxo externo, enquanto que à direita aparece o comportamento interno, ambos com base na fração volumétrica do fluido injetor em quatro tempos distintos (48 h, 2400 h, 9600 h e 24000 h).

Figura 24 – Variação da fração volumétrica da água em plano vertical.

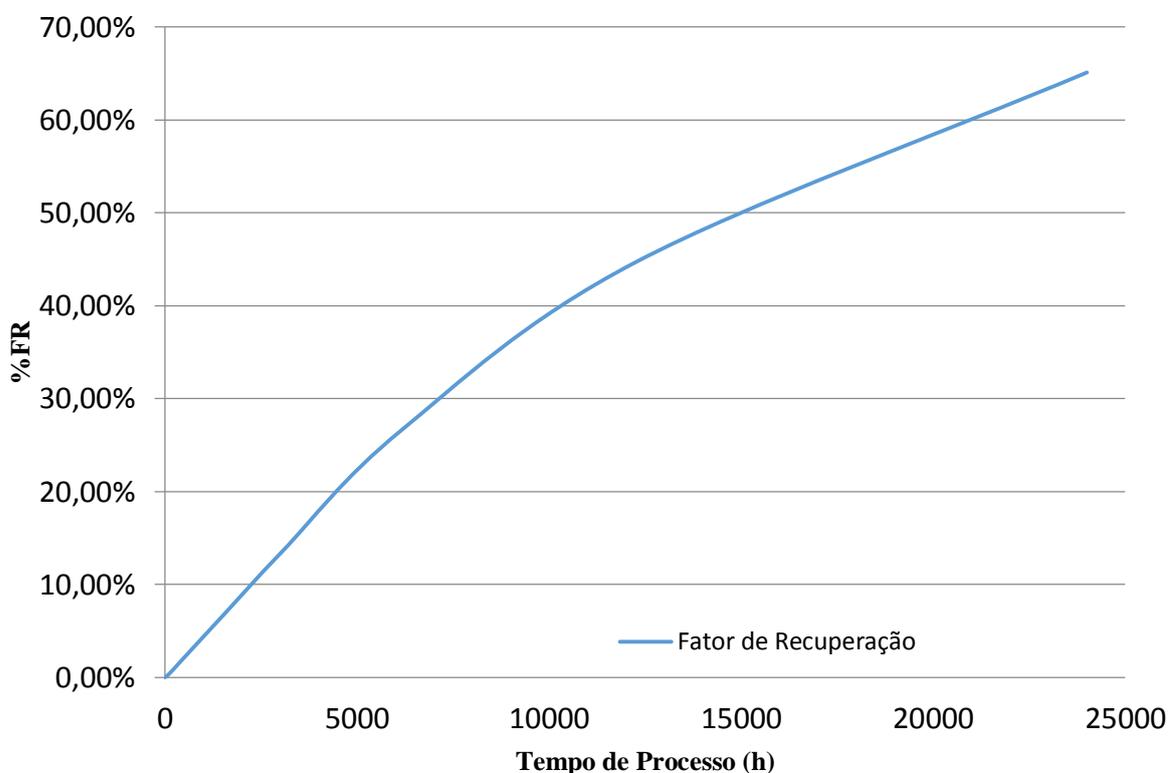


Fonte: Autor.

5.2.2 Análise quantitativa

Um dos principais parâmetros de eficiência de um processo de recuperação de petróleo é o volume de óleo que foi possível recuperar no tempo de operação do método. Portanto, esse valor foi calculado e expresso na forma do fator de recuperação (%FR), conforme a Equação (37), ou seja, fração do volume retirado em relação ao inicial, mostrado na Figura 25 abaixo:

Figura 25 – Fator de recuperação para vazão de injeção de 0,1 kg/s.



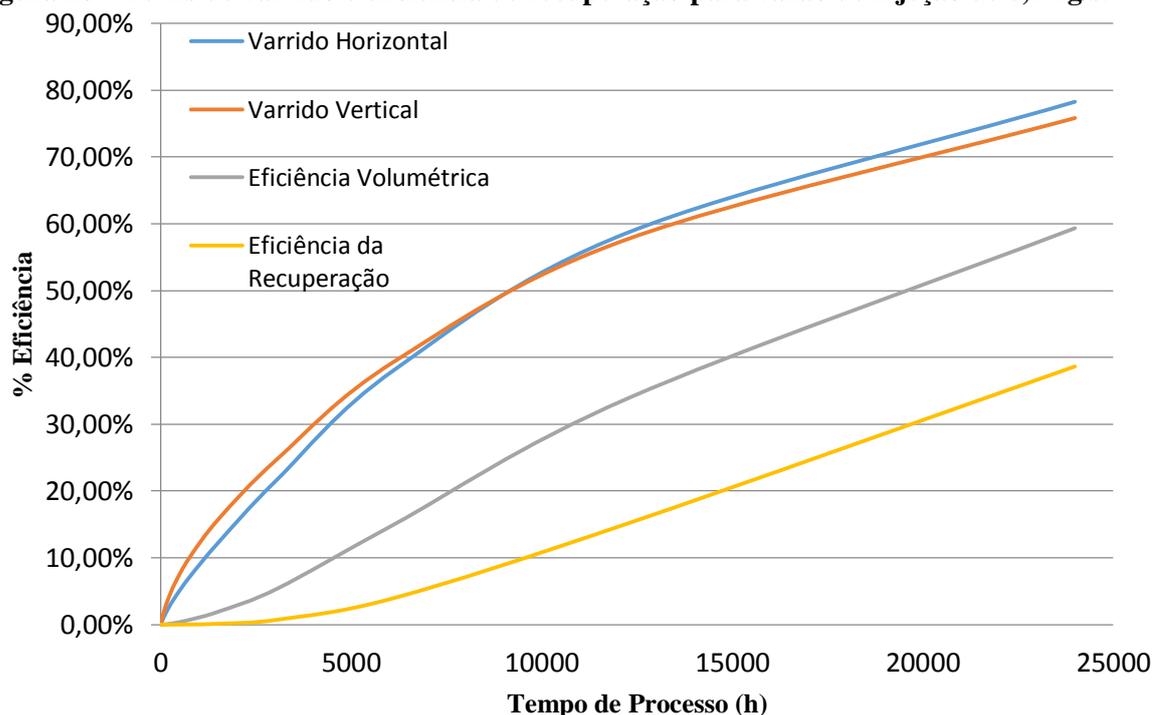
Fonte: Autor.

De acordo com a Figura 25, nota-se que o fator de recuperação (%FR) possuiu um perfil crescente no decorrer do processo atingindo um valor final de 65,12%. O valor encontrado está de acordo com a literatura conforme encontrado por Faerstein (2010) e Guimarães et al. (2002) que foi na faixa de 55% e 65% respectivamente; porém para um método secundário de recuperação é considerado alto principalmente pelo baixo tempo de processo (ROSA et al., 2011). Isso ocorreu devido a uma combinação de fatores: primeiramente, a consideração de pressão de fluido injetor acima da pressão do reservatório e vazão constante de injeção levou a um gradiente de pressão constante, deslocando o equilíbrio do sistema no sentido do poço produtor; Outro fator que leva a altos valores de recuperação é a presença de óleos leves no

reservatório, ou seja, de acordo com a literatura (SHENG e CHEN, 2014; SHEOREY et al., 2001; ROSA et al., 2011) é comum o valor de %FR para métodos secundários compreender uma faixa de 10% a 30% quando usados na recuperação de óleos pesados. Assim, objetivando remoção de um fluido com densidade e viscosidade menores é esperada maior facilidade de deslocamento no meio poroso e conseqüentemente valores de %FR mais elevados.

Esse mesmo efeito de deslocamento pode ser mensurado por um parâmetro chamado “eficiência de varrido”, que mede a fração de área horizontal (varrido horizontal) e vertical (varrido vertical) preenchida pelo fluido injetor. O produto dessas duas frações calculadas é chamado de eficiência volumétrica, que mediu a ocupação em termos de toda geometria. Portanto, calculando-se as áreas de varrido e usando os conceitos de eficiência volumétrica e eficiência de recuperação mostrados na seção 2.6.3, a Figura 26 traz os perfis transientes dessas variáveis.

Figura 26 – Perfis de varrido e eficiência de recuperação para vazão de injeção de 0,1 kg/s.

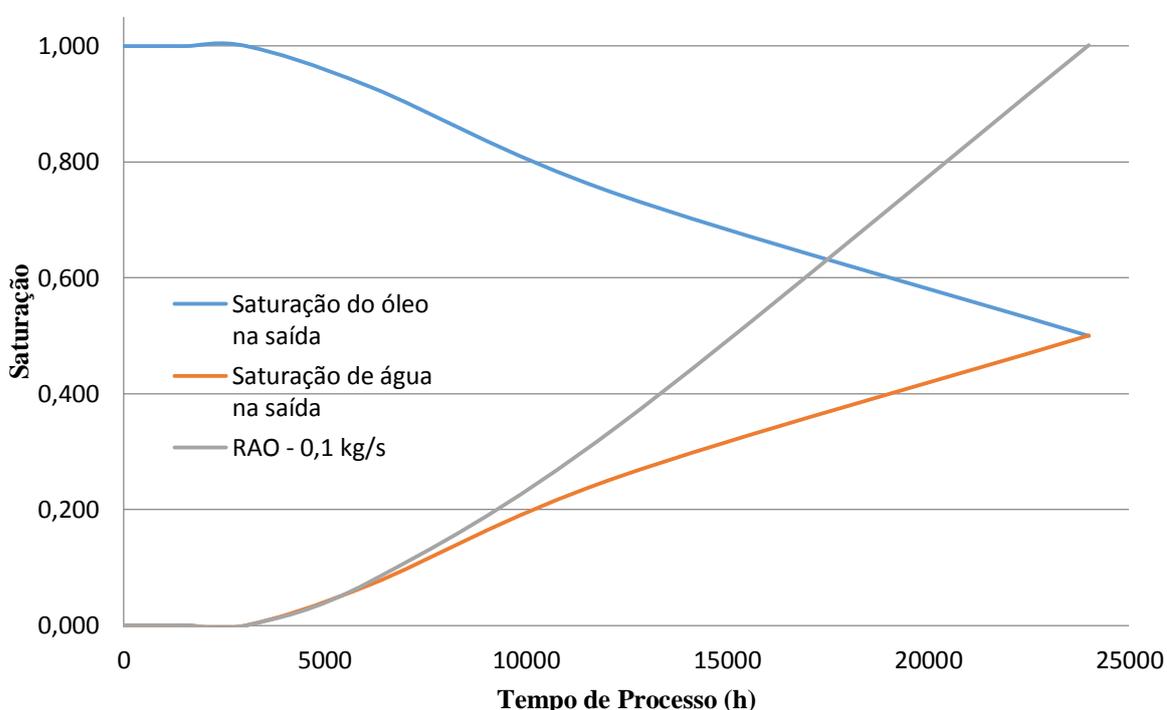


Fonte: Autor.

Foi averiguado que as eficiências de varrido horizontal e vertical obtiveram uma taxa de crescimento similar e atingindo respectivamente 78% e 75%, o que é explicado pelo desenvolvimento de um fluxo radial na saída dos poços injetores e também pelo fato de não haver variação na permeabilidade e porosidade da formação rochosa ao longo da trajetória de escoamento. Assim, calculou-se a eficiência volumétrica obtendo-se também uma taxa positiva com valor de 59% em $t = 24000$ h.

Já a eficiência de recuperação, que mede tanto o grau de avanço de água quanto o de retirada de óleo, mostrou que começa a haver relevância no processo apenas a partir de $t = 10000$ h, apresentando antes disso uma eficiência inferior a 10% e chegando, em $t = 24000$ h, a 38,64%. Isso indica que mesmo com um grande avanço de água e um elevado fator de recuperação, o processo não obteve alto grau de eficiência, principalmente devido ao rápido *breakthrough*, isto é, o momento em que a água atinge o poço produtor, e consequente saturação em água do óleo retirado conforme é explicitado na Figura 27.

Figura 27 – Saturação e razão água-óleo no poço produtor para vazão de injeção de 0,1 kg/s.



Fonte: Autor.

Percebe-se que o *breakthrough* ocorre rapidamente em $t = 3500$ horas e após isso, mediante um trajeto de água já formado dos poços injetores para o poço produtor, ocorreu uma rápida saturação do óleo de saída com água, elevando a Razão Água-Óleo (RAO) de produção. Quando o sistema atinge $t = 24000$ horas a saturação do óleo se iguala à da água na saída, implicando em quantidades iguais de ambos os fluidos sendo produzidos.

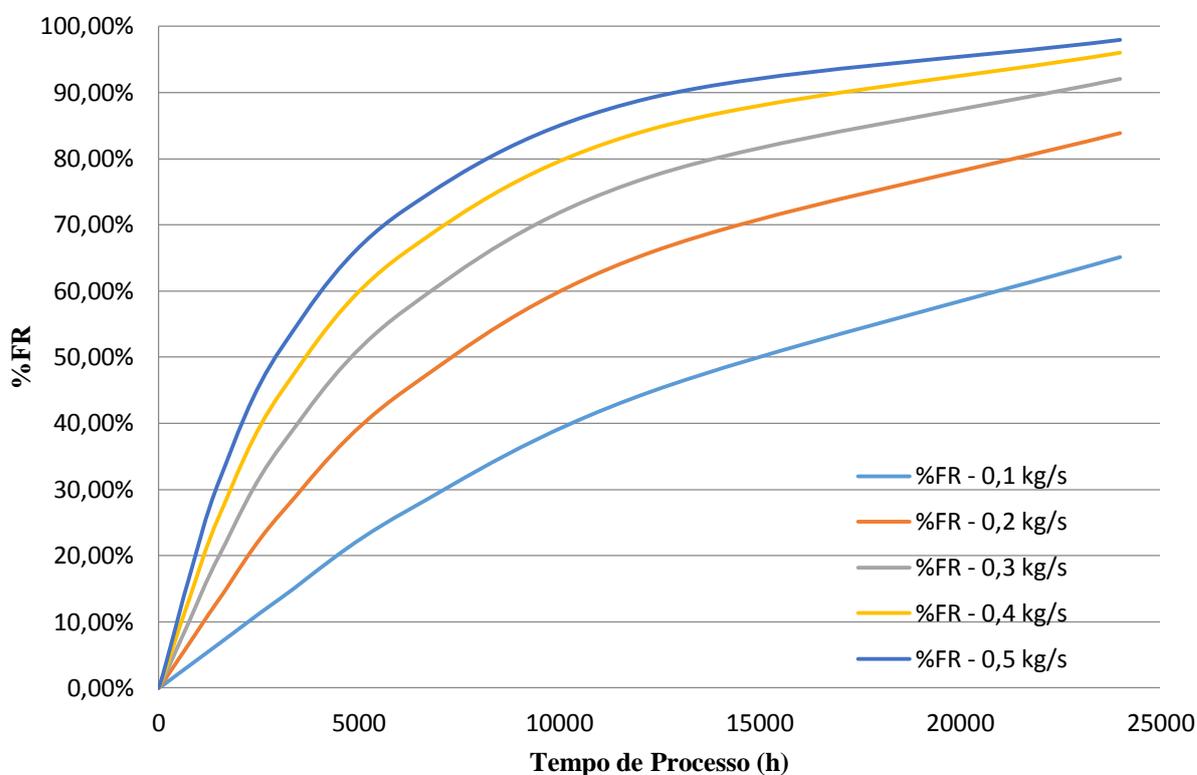
Aspirando a um entendimento do modo como a vazão influencia no fator de recuperação de óleos leves, esta foi variada em cinco valores – 0,1 kg/s a 0,5 kg/s – mantendo-se as demais condições constantes como mostrado na Figura 28. Assim como Cunha (2010), que variou a vazão de injeção para recuperação secundária de óleos pesados, obteve-se como esperado um aumento do valor de %FR para óleos leves também devido ao maior preenchimento do reservatório que o aumento de volume injetor proporciona.

Na Figura 28 nota-se que no início do processo de recuperação, de $t = 0$ h a $t = 5000$ h todas as taxas de %FR estão em crescimento acelerado e é observado que entre as vazões de 0,1 kg/s e 0,2 kg/s, embora próximas, existe grande diferença entre suas respostas. Esse comportamento se acentua nos tempos seguintes de $t = 5000$ h a $t = 15000$ h levando a uma defasagem de cerca de 20 pontos nos valores de %FR. Somente a partir de $t > 15000$ h é constatada uma leve tendência de aproximação.

Com as demais vazões de 0,3 kg/s, 0,4 kg/s e 0,5 kg/s a diferença de respostas tende a aumentar até $t = 5000$ h. Acima desse valor de tempo foi notado que a taxa de crescimento do %FR sofreu atenuação e a defasagem entre suas respostas caiu até atingir um resultado final num intervalo máximo de 7 pontos percentuais de valor absoluto de %FR entre si.

Então, para o mesmo tempo de recuperação, dentre os valores de vazão de fluido injetor analisados, aquele de 0,3 kg/s se mostrou mais eficiente por atingir altos valores de recuperação (91%), apenas 7 pontos abaixo do calculado para a vazão de 0,5 kg/s e mais de 8 pontos acima do valor calculado em 0,2 kg/s.

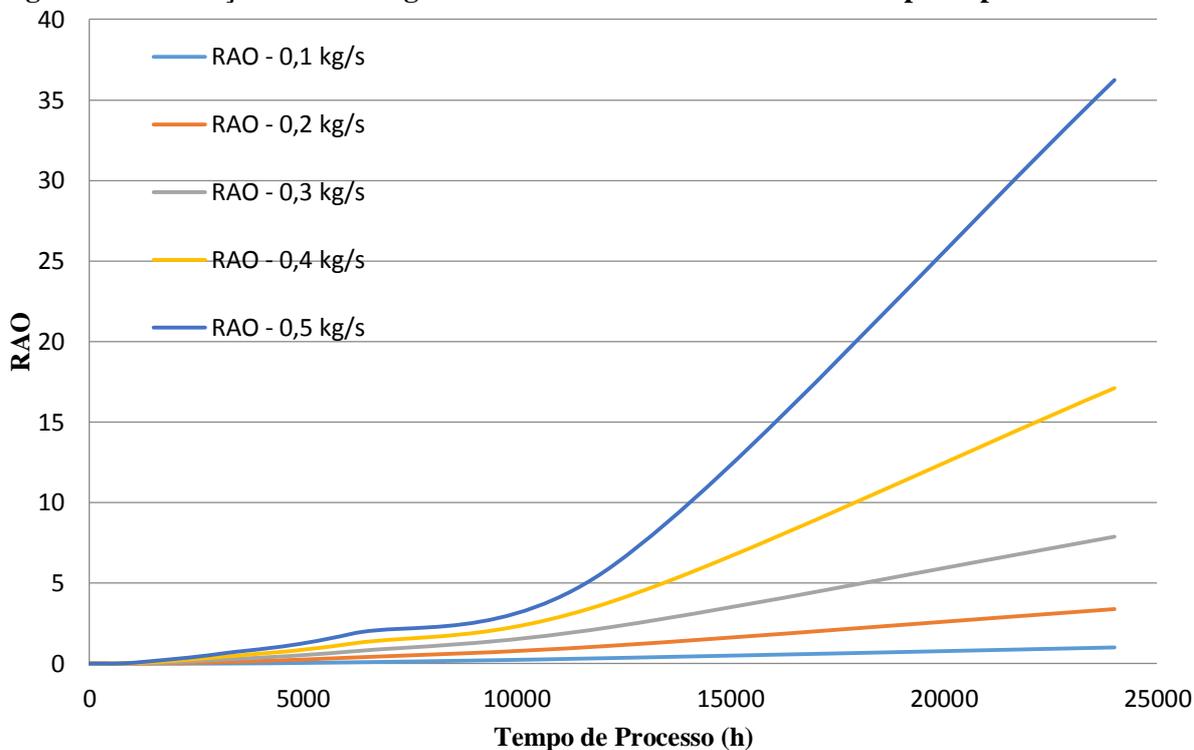
Figura 28 – Influência da vazão no fator de recuperação.



Fonte: Autor.

Outra variável que é afetada pela vazão é a RAO de saída que, de acordo com a Figura 29, cresce cada vez mais assintoticamente à medida que se aumenta a taxa de injeção de fluido.

Figura 29 – Variação da razão água-óleo em termos da vazão com o tempo de processo.



Fonte: Autor.

O gráfico da Figura 29 indica que, embora em taxa ascendente, a diferença de saturação em cada vazão estudada até $t = 3500$ h é muito pequena, se expandindo mais acentuadamente a partir de $t = 10000$ h, quando a RAO para as vazões de 0,4 kg/s e 0,5 kg/s começam a crescer a uma taxa superior que as demais, chegando a assumir um perfil exponencial, levando a RAO dessas vazões a valores de 17 (0,4 kg/s) e 31 (0,5 kg/s). Isso indica que há 17 partes de água e 1 de óleo no poço de saída com a vazão de 0,4 kg/s e de 31 partes de água e 1 de óleo para 0,5 kg/s de injeção. Portanto, para tais vazões, o processo de recuperação em 24000 horas se mostra improdutivo devido ao alto volume de água produzida em detrimento ao óleo que a RAO indica existir.

O tempo de vida útil de um poço produtor vai variar de acordo com a pressão natural que o reservatório ainda apresenta, bem como a pressão imposta pelo método de recuperação adotado. Entretanto, no caso de consideração de diferencial de pressão constante, pode-se admitir que o tempo de vida útil seja função da saturação de fluido injetor no poço de saída.

Com base nos dados já apresentados a respeito de saturação, conclui-se que o tempo de operação desses poços para cada vazão dada pode ser aproximado no ponto onde a fração volumétrica de água é de 50% na região de produção. Acima disso é assumido que há maior retirada de água que de óleo e, embora somente uma análise econômica dê a precisão de viabilidade, tecnicamente o processo se torna inviável. A Tabela 13 mostra a estimativa de tempo de produção para cada vazão testada.

Tabela 13 – Tempo médio de viabilidade do processo de recuperação.

Vazão (kg/s)	Tempo de saturação de 50% na saída (h)
0,1	24000
0,2	11616
0,3	7755
0,4	5520
0,5	4445

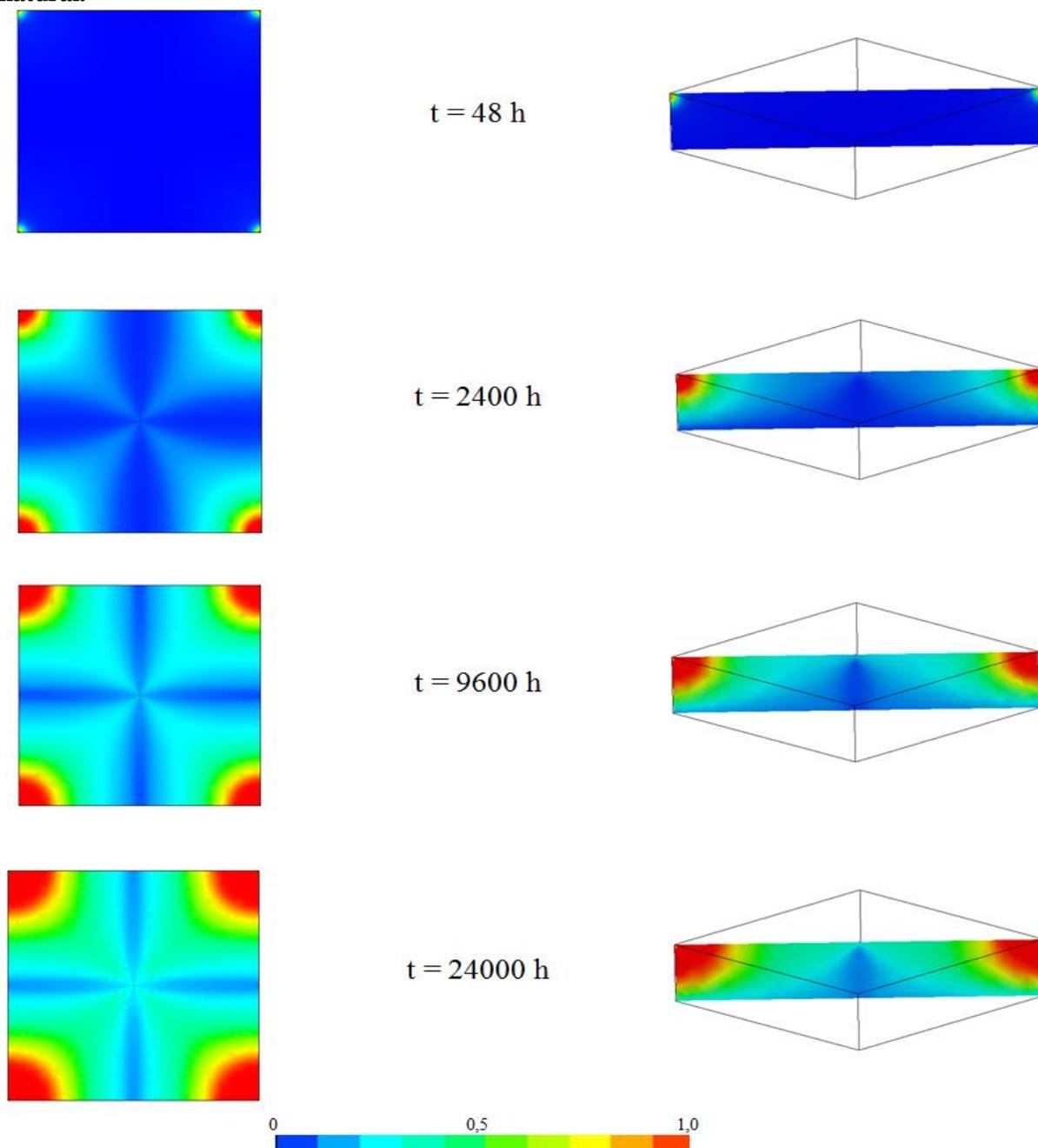
Fonte: Autor.

5.3 Recuperação com injeção de gás natural

Embora a aplicação da fase gasosa insira novos parâmetros de compressibilidade, expansividade, pressão de miscibilidade entre outros, a sua aplicação se deu objetivando analisar o quão completo estaria a modelagem para a recuperação secundária de maneira geral na predição do comportamento de fluxo em um reservatório de óleos leves.

Com a injeção de gás natural (GN) na vazão de 0,1 kg/s para o óleo de grau API 29 foi observada (Figura 30) uma maior dispersão desse fluido injetor pelo reservatório no decorrer do tempo, porém a uma saturação baixa, se concentrando apenas nas regiões dos poços de entrada. Tal fenômeno pode se explicar pela menor densidade e viscosidade do gás, aliado à baixa tensão superficial entre as fases, que leva a uma fraca resistência ao escoamento poroso e permite um avanço abrangente.

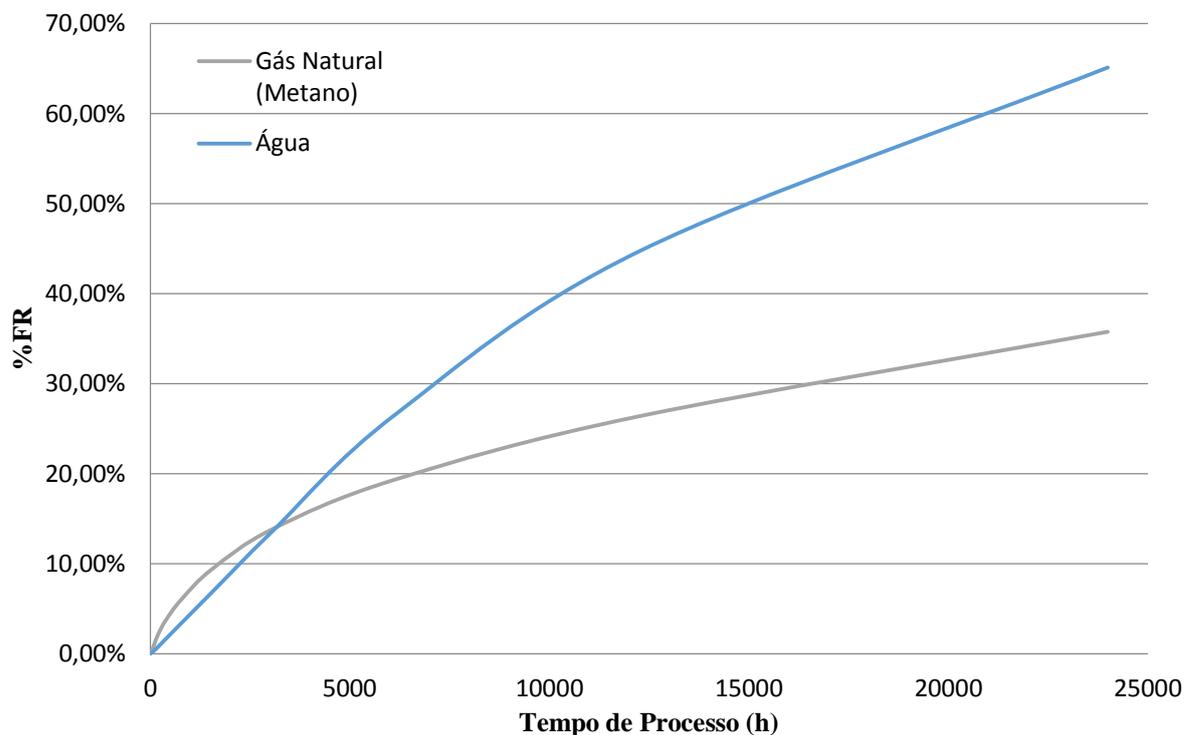
Figura 30 – Perfil de fluxo horizontal (à esquerda) e vertical (à direita) para injeção de gás natural.



Fonte: Autor.

Embora englobando altas áreas do reservatório, a capacidade de remoção do GN se mostrou muito inferior quando comparada, nas mesmas condições, à recuperação com influxo de água (Figura 31). Isso porque um sistema gasoso possui densidades e viscosidades inferiores que no caso da injeção de um líquido, levando a uma maior dispersão e difusão através dos poros para o poço produtor, arrastando menos óleo consigo.

Figura 31 – Fator de recuperação dos processos com injeção de água (em azul) e gás natural (em cinza).



Fonte: Autor.

Na Figura 33, foi averiguado que de $t = 0$ h a $t = 4000$ h ocorreu maior recuperação de óleo com o método de injeção de GN, embora a taxa de crescimento do %FR para a injeção de água tenha se mostrado maior ao longo do resto do processo. Isso pode indicar que o método de injeção de GN pode ser utilizado de modo eficaz para processos onde o tempo de recuperação total não seja muito longo, ou ainda, sua utilização ser praticável quando em série com a injeção de água.

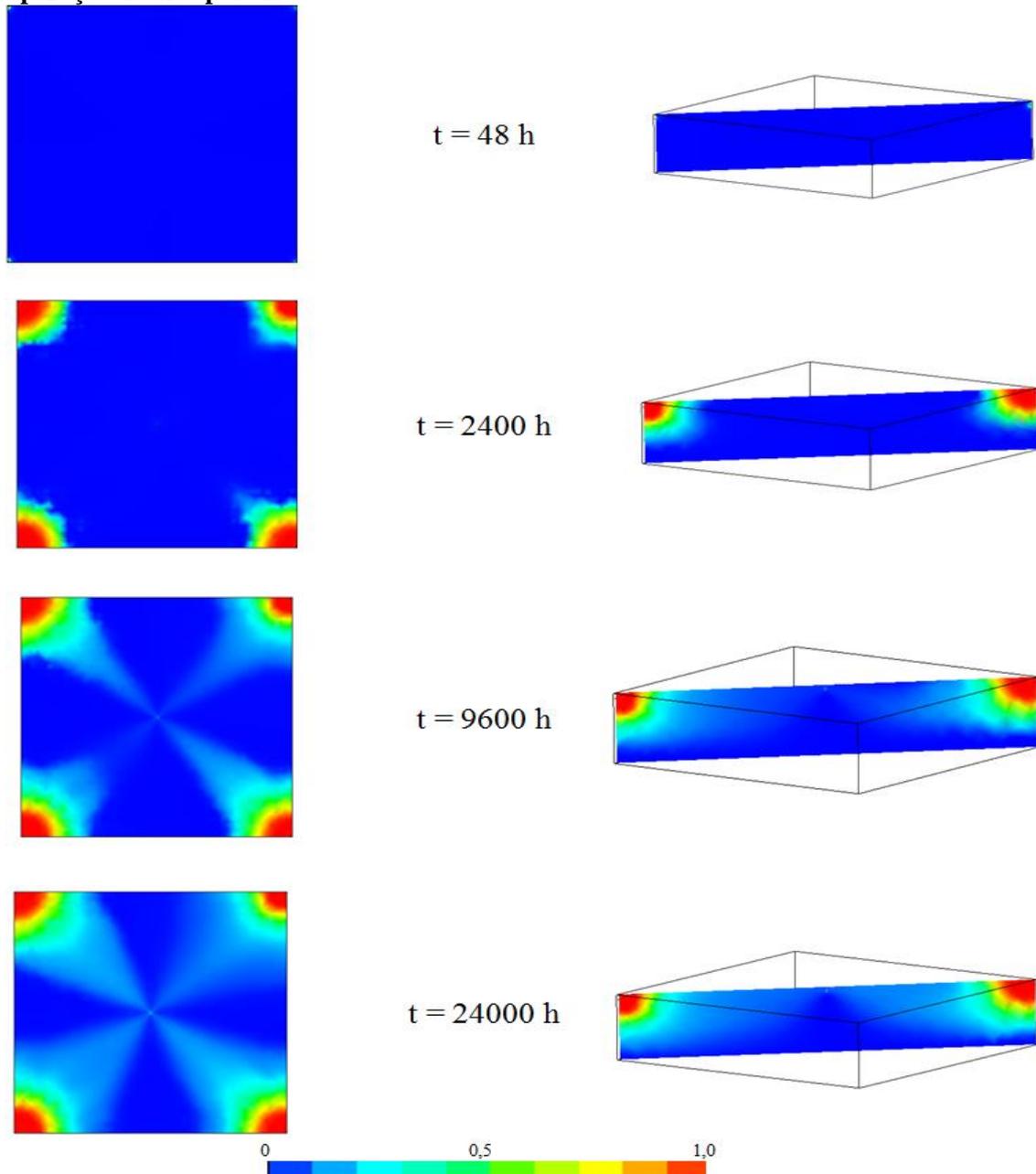
5.4 Recuperação de óleos pesados

A funcionalidade da modelagem para óleos leves se mostrou satisfatória, entretanto não se pode esperar que seja aplicável a todos os casos de simulação de reservatórios. Uma das variações impostas no modelo, conforme a seção 4.4, foi modificar o tipo de óleo usado elevando sua viscosidade e sua densidade para, assim, aferir a precisão do modelo em termos de reprodução de comportamento.

Conforme a Figura 32, com o aumento da viscosidade a uma vazão de injeção com água de 0,1 kg/s, houve uma maior resistência ao escoamento nos poros, isto é, aumentando-se o fator **R** da Equação (61), necessariamente o gradiente de pressão deveria aumentar em proporcionalidade para equilibrar o sistema. Como isso não ocorre (característica do modelo),

então há o comportamento de um avanço mais lento até o poço produtor, com uma concentração de água maior na região dos poços injetores e novamente um perfil de escoamento radial.

Figura 32 – Perfil de fluxo horizontal (à esquerda) e perfil de fluxo vertical (à direita) para recuperação de óleo pesado.



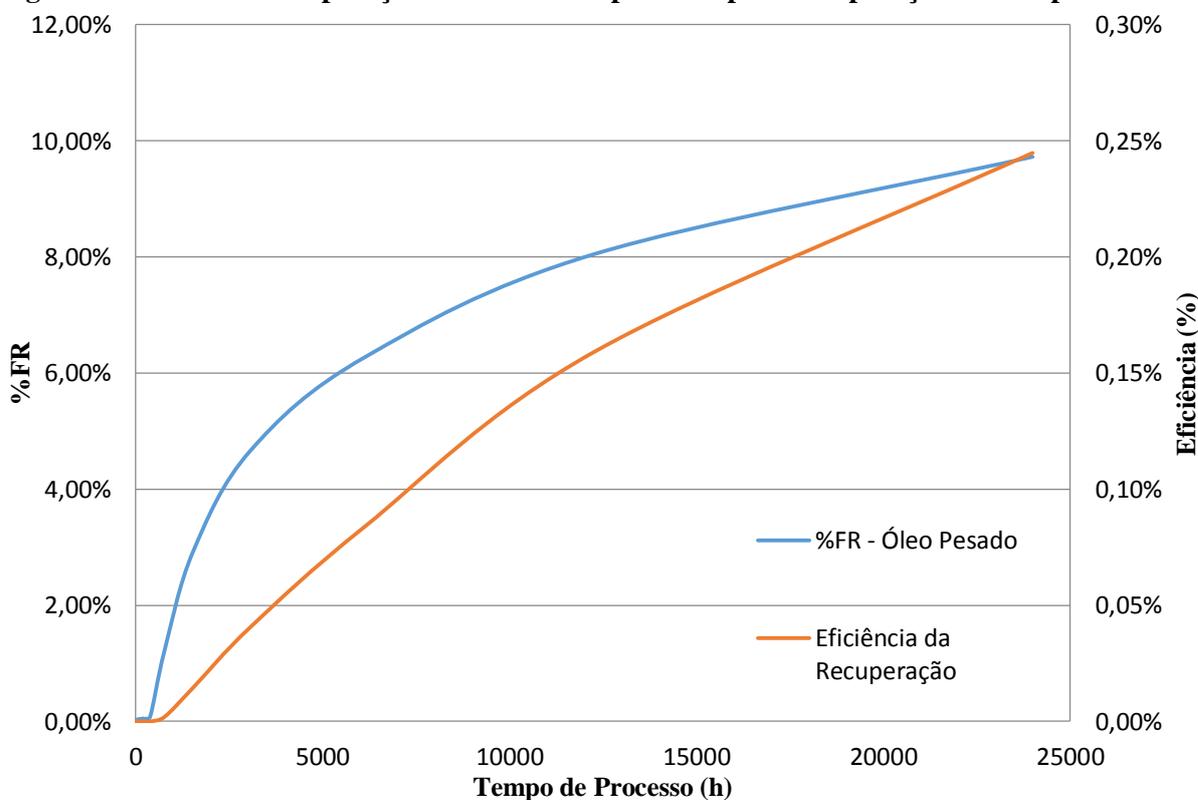
Fonte: Autor.

Observando a Figura 32 em $t = 2400$ h, nota-se certa dificuldade de avanço da frente de água em uma tentativa de alcançar o poço produtor. Em $t = 9600$ h ocorre a produção de água (em pequena concentração) na saída de óleo, e, com isso, toda água injetada posteriormente tende a seguir o caminho preferencial produzido pelo volume de fluido que atingiu o poço de

produção primeiro, indicando que o restante de óleo no reservatório dificilmente será recuperado.

Em termos quantitativos, de acordo com a Figura 33, o fator de recuperação final para esse óleo foi de 9,72%; Sheng e Chen (2014), em seu trabalho com óleos pesados, obtiveram valores similares de 11,3%, levando a crer que a atual modelagem se mostrou satisfatória também para tais tipos de petróleo. Observou-se que a performance mais tímida do avanço de água não apenas refletiu no baixo fator de recuperação como também na eficiência do método de recuperação inteiro aplicado a esse caso, alcançando valor bem abaixo de 1%.

Figura 33 – Fator de recuperação e eficiência de processo para recuperação de óleo pesado.



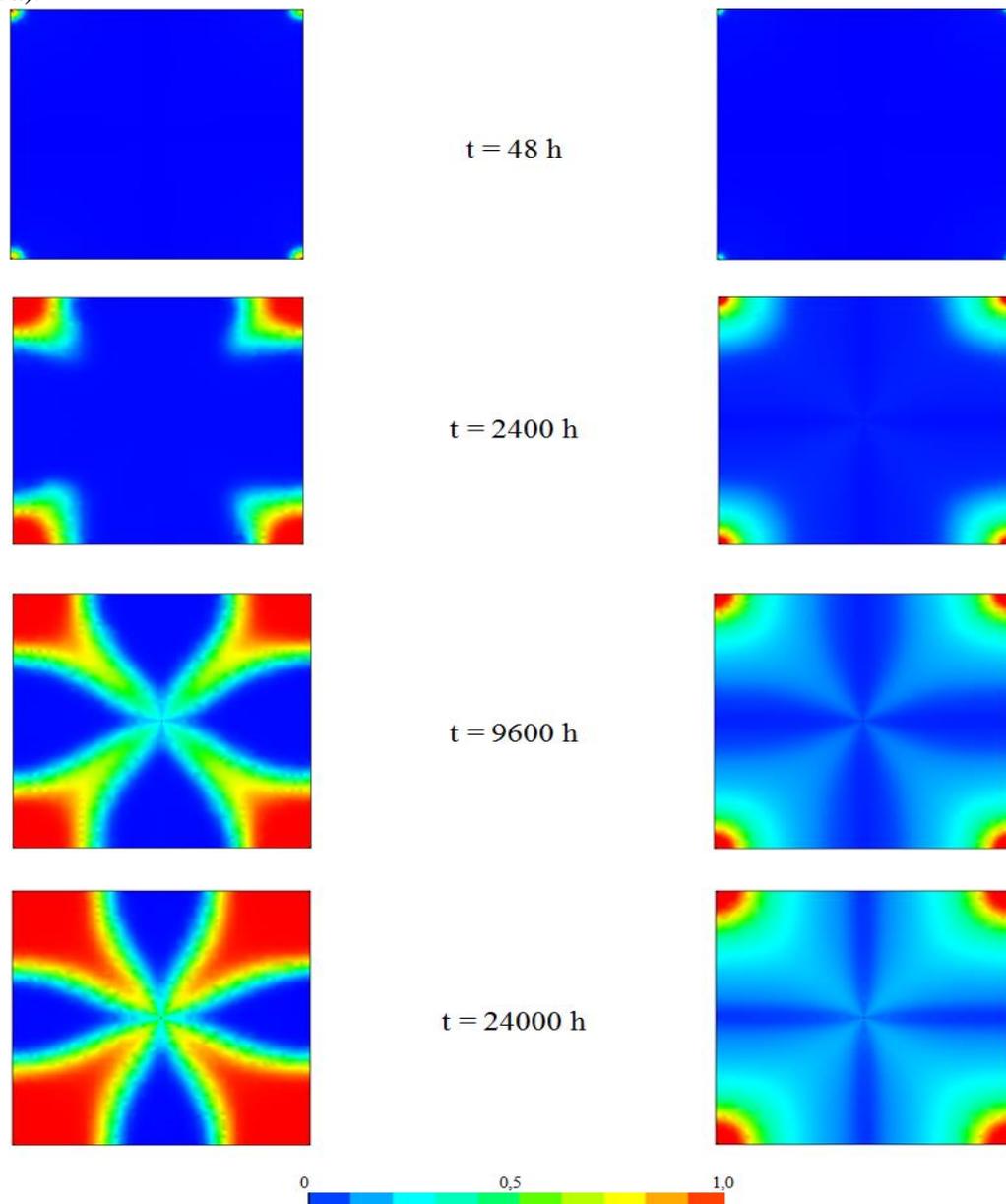
Fonte: Autor.

5.5 Recuperação com injeção de água quente

Dentre os métodos térmicos existentes, o mais simples deles é a partir do uso de água quente, ou seja, a uma temperatura acima daquela do fluido armazenado. A fim de avaliar o desempenho da modelagem na predição de comportamentos envolvendo transferência de calor e suas consequências na propriedade de viscosidade, conforme as Equações (63), (64) e (65), foi proposta a utilização do método de recuperação térmica com água quente.

Portanto, foi simulada a recuperação de um óleo de alta viscosidade (170 centipoise) para esta última aplicação do modelo, utilizando injeção de água quente (caso térmico) e injeção água à temperatura do reservatório (caso isotérmico) para comparação, conforme mostrado na Figura 34.

Figura 34 – Fração volumétrica de água para o caso isotérmico (à direita) e térmico (à esquerda).

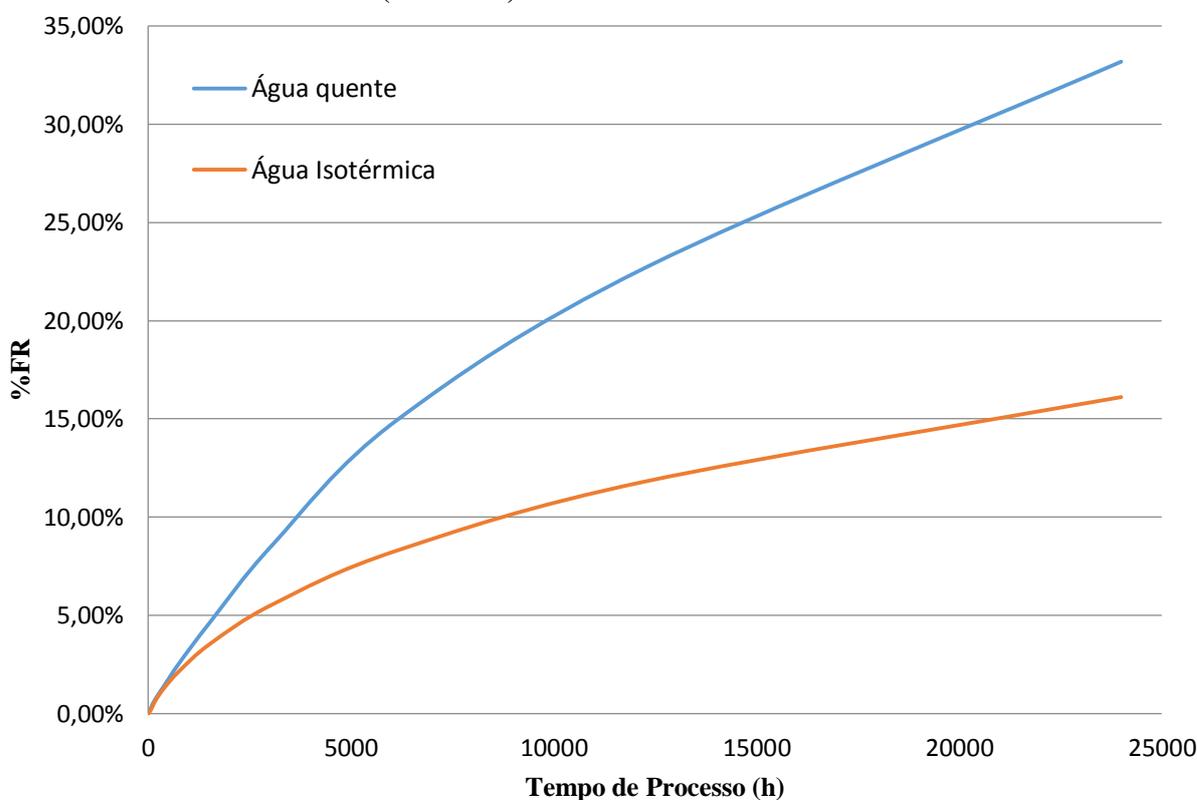


Fonte: Autor.

De acordo com a Figura 34, notou-se que o avanço da frente de água no caso térmico ocorreu a uma alta taxa mesmo com a resistência do óleo viscoso e também, percebeu-se que a fração volumétrica da água na trajetória dos poços de injeção para os de produção foi muito maior que no caso isotérmico, ou seja, a retirada de óleo se mostrou satisfatória nas áreas

atingidas com um preenchimento mais completo do fluido de injeção. Esse fenômeno ocorreu principalmente devido à redução da viscosidade do óleo através do aumento da temperatura da formação aumentando a mobilidade desse fluido nos poros. Com isso, os processos alcançaram fatores de recuperação de 16,11% para o caso isotérmico e 33,19% para o caso térmico (Figura 35). O mesmo foi observado nos trabalhos de Guimarães et al. (2002) e Costa et al. (2003) que obtiveram %FR para injeção térmica de água duas vezes maior que para o caso térmico.

Figura 35 – Fator de recuperação para o injeção de água quente (azul) e injeção de água isotérmica com o reservatório (vermelho).



Fonte: Autor.

Assim, a análise mostrou que a aplicação do tratamento térmico levou o processo a mais de 100% de recuperação que no isotérmico. Desse modo, para o método térmico de água quente, essa modelagem também obteve êxito ao representar fenomenologicamente um processo de recuperação.

6 CONCLUSÕES

Portanto, a partir do que foi apresentado nos resultados, pode-se afirmar que:

- a) Os métodos de recuperação secundária e avançada demonstram grande potencial para efetivamente gerar aumento da produção de um reservatório de petróleo, ou mesmo um poço maduro. Foi visto que cada método tem uma aplicabilidade diferente mediante o tipo de óleo ou reservatório em questão, bem como dos recursos disponíveis para a exploração.
- b) A modelagem utilizando as equações de conservação de massa, momento e energia, bem como o uso das propriedades voltadas ao pré-sal (baixa permeabilidade, alta porosidade e óleo de API 29) foram simuladas sob vazão de injeção 0,1 kg/s de água no esquema *five spots* com quatro poços de entrada e um poço de saída.
- c) O modelo foi capaz de mostrar o efeito causado pela imiscibilidade do sistema água-óleo e a consequente expulsão do óleo dos poros do reservatório pelo influxo constante de água.
- d) O processo de recuperação simulado teve duração de 24000 horas e apresentou %FR de 65,12% e eficiência total de 38,63%, apresentando alta área de varrido; Isso implica numa certa viabilidade de uso de injeção de água nas bacias do pré-sal como método secundário de exploração.
- e) A modelagem foi validada também por aplicações de recuperação de óleo pesado, onde o efeito de alta resistência nos poros também foi reproduzido com sucesso, bem como a ineficiência desse processo nas condições utilizadas para esse tipo de óleo.
- f) O modelo conseguiu mostrar, ainda que de maneira simplificada, o efeito da injeção de gás natural e a alta dispersão causada pela baixa densidade e viscosidade da fase gasosa.
- g) Ao se comparar métodos térmicos e métodos isotérmicos foram aplicadas correlações empíricas que contribuiriam para demonstrar o efeito de variação de viscosidade com o aumento de temperatura da água de injeção. Isso, conforme observado, proporcionou melhor mobilidade do óleo levando a um fator de recuperação 100% maior que para uma abordagem isotérmica.

- h) À medida que a saturação de água no poço produtor aumenta, a viabilidade do método vai diminuindo devido à baixa recuperação de óleo e pelo caminho preferencial da água já consolidado.
- i) A malha não-estruturada utilizada se mostrou eficiente na representação dos resultados, embora a estruturação dela ou o aumento do número de elementos (limitação do trabalho) pudesse levar a resultados visualmente e numericamente mais concisos.

7 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Tendo em vista este trabalho, que considerou amplamente a modelagem de reservatórios em recuperação secundária, são propostas as seguintes análises com o intuito de dar continuidade à pesquisa atual:

- Aumentar o número de elementos da malha, bem como o refinamento e a razão de crescimento de modo que as mudanças reflitam em um resultado mais acurado.
- Questionamento dos resultados atuais sob a óptica de uma malha estruturada do mesmo reservatório.
- Utilização de outros fluidos para a recuperação secundária, incorporando no modelo as propriedades desses fluidos, tais como: água de produção, gás natural alternado com água, etc. E aplicação de outros métodos de recuperação tais como a injeção de vapor e a injeção de polímeros.
- Melhorar a confiabilidade do modelo considerando o reservatório heterogêneo, ou seja, com permeabilidade e porosidade variáveis.
- Modelar um sistema com presença de gás na fase óleo.
- Variação do esquema de injeção de *five spot* para *seven spot* ou *nine spot*. No caso de maiores simplificações, utilizar a configuração *corner point*.

REFERÊNCIAS

- ABID, M.; HAMMERSCHMIDT, U.; KÖHLER, J. **Thermophysical properties of a fluid-saturated sandstone**. International Journal of Thermal Sciences. Vol. 76, pp. 43-50, 2014.
- AHMED, T. **Reservoir Engineering Handbook**. Gulf Professional Publish, 2nd ed., USA, 2000.
- ARAÚJO, E. de A.; LIMA, D. M. S. de B.; BARILLAS, J. L. M. **Estudo Paramétrico do Processo de Injeção de Ar com Produção de Óleo em Poços Horizontais**. 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, Aracajú, 2013.
- ARAÚJO, M. de V.; FARIAS NETO, S. R. **Análise Numérica do Comportamento do Óleo em Reservatórios de Petróleo Quando se Injeta Água**. VIII Congresso Brasileiro de Engenharia Química em Iniciação Científica, Uberlândia, 2009.
- ARAÚJO, N. et al. **Caracterização de amostras do óleo proveniente de elevação do poço injetor de vapor**. 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás. Aracaju, 2013.
- AUDIGANE, P.; BLUNT, M. J. **Dual Mesh Method for Upscaling in Waterflood Simulation**. Transport in Porous Media, 55, pp. 71-89, 2004.
- BARBOSA, E. S. **Escoamento bifásico em reservatórios petrolíferos heterogêneos**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Campina Grande. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Campina Grande, 2006.
- BARBOSA, L. M. C.; LIMA, A. G. B. FARIAS NETO, S. R. **Non-isothermal transient three-phase flow (heavy oil, water and gas) in vertical pipeline: the effect of leakage**. International Journal of Modeling and Simulation for Petroleum Industry, v. 6, pp. 23-31, 2012.
- BARILLAS, J. L. M. **Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Natal, 2005.
- BARKER, C. **Origin, Composition and Properties of Petroleum**. Cap. 2, 1983.
- BINSHAN, J.; FAN, T.; MA, M. **Enhanced oil recovery by flooding with hydrophilic nanoparticles**. China Particuology, Vol 4, No 1, pp. 41-46, 2006.
- BIRD, R. B.; STEWART, W. E.; LIGHTFOOT, E. N. **Transport Phenomena**. 2 Ed. John Wiley & Sons, Inc, United States of America, 2002.
- BRESSAN, L. W. **Recuperação Avançada de Petróleo**. Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2008.

BLUNT, M.; FAYERS, F. J.; ORR JR, F. M. **Carbon dioxide in enhanced oil recovery**. Energy Convers. Vol 34, No 9-11, pp. 1197-1204, 1993.

BORTOLOTI, G. B.; ROMERO, O. J. **Avaliação da injeção de soluções poliméricas utilizando o software Eclipse**. 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, Aracajú, 2013.

CHEW, J.; CONNALLY, C. A., Jr. **A viscosity correlation for gas-saturated crude oils**. Trans. AIME, 216, pp. 23-25, 1959.

CORDAZZO, J. **Simulação de Reservatórios de Petróleo Utilizando o Método EbFVM e Multigrid Algébrico**. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Florianópolis, 2006.

COSTA, A. B. et al. **Simulação Numérica de Escoamento Não Isotérmico de Óleos Pesados Induzido pela Injeção de Fluidos em Reservatório de Petróleo**. VII Congresso de Iniciação Científica da Universidade Federal de Campina Grande. UFCG, 2010.

COSTA, L. M.; GUIMARÃES, L. J. N.; PONTES FILHO, I. D. S. **Simulação de Injeção de Água em Análogos de Reservatórios em Condições Não Isotérmicas**. 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás. Rio de Janeiro, 2003.

COTIA, D. M. R. **Análise da Recuperação Avançada de Óleo Através da Injeção de CO₂ Alternado com Água Sob Incerteza Geológica**. Projeto de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Curso de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro, 2012.

CUNHA, A. de L. **Recuperação Avançada Não-Isotérmica de Óleos Pesados em Reservatórios de Petróleo via Simulação Numérica**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Campina Grande. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Campina Grande, 2010.

CURBELO, F. D. da S. **Recuperação Avançada de Petróleo Utilizando Tensoativos**. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Natal, 2006.

EXAME. **Revista Exame: Maiores Produtores de Petróleo do Mundo**. 2013. Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/economia/noticias/os-20-paises-que-lideram-a-producao-de-petroleo-no-mundo#5>>, Acesso em: 15 de Janeiro de 2014.

FAERSTEIN, M. **Impactos da molhabilidade da rocha na produção e recuperação de petróleo**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. Rio de Janeiro, 2010.

FAROUQ ALI, S. M. **Oil Recovery by Steam Injection**. Producers Publishing Company, 1970.

FERGUSON, R. C. et al. **Storing CO₂ with Enhanced Oil Recovery**. Energy Procedia, No 1, pp. 1989-1996, 2009.

FERNANDES, G. M. D.; BARILLAS, J. L. M.; DUTRA JR, T. V. **Análise de parâmetros relacionados ao vapor no processo de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD) em reservatórios do nordeste brasileiro.** 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, Aracajú, 2013a.

FERNANDES, G. M. D.; BARILLAS, J. L. M.; DUTRA JR, T. V. **Estudo da influência da capacidade máxima de produção do poço em modelos com perda de carga e calor no poço injetor no processo de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD).** 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, Aracajú, 2013b.

GODINHO, M. da S. **Determinação da tensão interfacial de óleos isolantes usando análise de imagens e espectroscopia no infravermelho próximo.** Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Goiás. Programa de Mestrado em Ciências Moleculares. Anápolis, 2009.

GONÇALVES, N. D. F. **Método dos Volumes Finitos em Malhas Não-Estruturadas.** Dissertação de Mestrado. Universidade do Porto. Faculdade de Ciências da Universidade do Porto. Porto, 2007.

GURGEL, A. R. **Estudo paramétrico da injeção de vapor em reservatórios degaldos.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal, 2009.

GREEN, D.W.; WILLHITE, G. P. **Enhanced Oil Recovery.** Richardson: SPE Textbook Series, 1998, p.545, Vol. 8.

GUIMARÃES, L. do N. et al. **Multiphase flow of water and oil in heterogeneous reservoir.** Mecânica Computacional, Vol. XXI, pp. 670-682, 2002.

HAN, D-K. et al. **Recent development of enhanced oil recovery in China.** Journal of Petroleum Science and Engineering, 22, pp. 181-188, 1999.

IGLESIAS, M.; UHLEIN, A. **Estratigrafia do Grupo Bambuí e coberturas fanerozóicas no vale do rio São Francisco, norte de Minas Gerais.** Revista Brasileira de Geociências. 39 (2), pp. 256-266, 2009.

JOHNSTON, N.; WINGEN, N. V. **Glossary of Terms and Definitions Pertaining to Secondary Recovery Operations.** API Standing Subcommittee on Secondary Recovery Methods. 1948.

JOSEPH, D. D.; RENARDY, M.; RENARDY, Y. **Fundamentals of Two-Fluid Dynamics. Part II: Lubricated Transport, Drops and Miscible Liquids.** Springer-Verlag, New York, 1993.

KAMATH, V. A.; SINHA, S.; HATZIGNATI, U. **Simulation study of steam-assisted gravity drainage process in Ungu Tar Sand reservoir.** Western Regional Meeting Held in Anchorage, Alaska, U.S.A., 1993.

KHAN, C.; AMIN, R.; MADDEN, G. **Carbon dioxide injection for enhanced gas recovery and storage (reservoir simulation).** Egyptian Journal of Petroleum, 22, pp. 225-240, 2013.

KUUSKRAA, V. A.; GODEC, M. L.; DIPIETRO, P. **CO₂ Utilization from “Next Generation” CO₂ Enhanced Oil Recovery Technology**. Energy Procedia, No 37, pp. 6854-6866, 2013.

LAMMOGLIA, T. SOUZA FILHO, C. R. **Mapping and characterization of the API gravity of offshore hydrocarbon seepages using multispectral ASTER data**. Remote Sensing of Environment. No 123, pp. 381-389, 2012.

LEYVA-GOMEZ, H.; BABADAGLI, T. **Numerical simulation of heavy-oil/bitumen recovery by solvent injection at elevated temperatures**. Journal of Petroleum Science and Engineering, 110, pp. 199-209, 2013.

LIMA, P. C. R. **Os desafios, os impactos e a gestão da exploração do pré-sal**. Biblioteca Digital Câmara. Câmara dos Deputados. Brasília, 2008.

LIMA, P. C. R. et al. **Os desafios do pré-sal**. Biblioteca Digital Câmara. Câmara dos Deputados. Brasília, 2009.

MAITELLI, C. W. S. de P. **Simulação do escoamento monofásico em um estágio de uma bomba centrífuga utilizando técnicas de fluidodinâmica computacional**. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal, 2010.

MANUAL CFX 11.0, Ansys, Harwell, UK, 2006.

MARIANO, G. C.; et al. **Um estudo experimental sobre a instabilidade da interface no deslocamento de óleo por injeção de água**. 4º PDPETRO, Campinas, SP, 2007.

MARINHO, J. L. G. **Estudo do Escoamento Multifásico Tipo Bolha de Taylor em Dutos e Conexões Curvadas**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Campina Grande. Centro de Ciências e Tecnologia. Campina Grande, 2008.

MATTE, A. da C. **Métodos especiais de recuperação avançada de petróleo utilizando injeção de dióxido de carbono gasoso e seus processos derivados**. Projeto de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Curso de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro, 2010.

MINEROPAR. **Serviço Geológico do Paraná**. Secretaria da Indústria, Comércio e Assuntos do Mercosul. Disponível em: <<http://www.mineropar.pr.gov.br>> , Acesso em 17/01/2014.

MORENGHI, C. L. **Arcabouço estratigráfico e potencial de armazenamento em arenitos permocarboníferos do grupo itararé na região do alto estrutural de Pitanga, centro-leste do Estado de São Paulo**. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo. Programa de Pós-Graduação em Geologia Sedimentar. São Paulo, 2007.

MORENO, J. M. M. **Modelagem da injeção de água acima da pressão de fratura do reservatório através de poço horizontal virtual**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. Campinas, 2007.

MOZAFFARI, S. et al. **Numerical modeling of steam injection in heavy oil reservoirs.** Fuel, 112, pp. 185-192, 2013.

MUKHERJEE, H.; BRILL, J. P. **Multiphase Flow in Wells.** Society of Petroleum Engineers Inc. Texas, 1999, 149 p.

NASCIMENTO, J. C. S. **Simulador de Escoamento Multifásico em Poços de Petróleo (SEMPP).** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo. Natal, 2013.

NASRI, Z.; DABIR, B. **Modeling of carbonate oil reservoirs in imbibition displacement with considering asphaltene deposition.** Journal of Petroleum Science and Engineering, 70, pp. 273-281, 2010.

NAVEIRA, L. P. **Simulação de reservatórios de petróleo utilizando o método de elementos finitos para recuperação de campos maduros e marginais.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Programa de Pós-Graduação de Engenharia. Rio de Janeiro, 2007.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S. A. **Pre-salt reservoirs offshore Brazil: Perspectives and Challenges.** Energy Conference. 2007.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A. **Destaques operacionais – Exploração e Produção – Custo de Extração.** 2008.

PIRES, A. de S.; NASCIMENTO, R. S. V.; RODRIGUES JR, J. de A. **Desenvolvimento de sistemas de micelas alongadas para recuperação avançada de petróleo.** 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, Aracajú, 2013.

PONCE F., R. V.; CARVALHO, M. S.; ALVARADO, V. **Oil recovery modeling of macro emulsion flooding at low capillary number.** Journal of Petroleum Science and Engineering, 119, pp. 112-122, 2014.

QUEIROZ, G. O. **Otimização da Injeção Cíclica de Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Natal, 2006.

RAVAGNANI, A. T. F. S. G.; LIGERO, E. L.; SUSLICK, S. B. **CO₂ sequestration through enhanced oil recovery in a mature oil field.** Journal of Petroleum Science and Engineering, 65, pp. 129-138, 2009.

RIBEIRO, S. M. dos S. **Estudo Numérico de Escoamento Bifásico em Reservatórios de Petróleo de Alta Viscosidade.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Campina Grande. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Campina Grande, 2008.

RIOS, V. de S.; MORENO, R. B. Z. L. **Uso de simulação numérica para estudo de casos de injeção de polímeros.** 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, Aracajú, 2013.

RODRIGUES, M. A. F.; GALVÃO, E. R. V. P. **Estudo da Injeção de Água Junto ao Vapor como Método de Recuperação Avançada em Campos de Óleo Pesado**. 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, Aracajú, 2013.

ROMERO, O. J. et al. **Injeção de espumas em reservatórios de petróleo**. 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, Aracajú, 2013.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência. Rio de Janeiro, RJ, 2011.

SANTOS, P. E. S. et al. **Métodos de Recuperação Secundária Convencionais**. Cadernos de Graduação. Ciências Exatas e Tecnológicas. Vol 12, No 12, 2010.

SEDAGHAT, M. H.; GHAZANFARI, M. H.; MASIHI, M.; RASHTCHIAN, D. **Experimental and numerical investigation of polymer flooding in fractured heavy oil five-spot systems**. Journal of Petroleum Science and Engineering, 108, pp. 370-382, 2013.

SHARMA, M. M. et al. **Injectivity Decline in Water-Injection Wells: An Offshore Gulf of Mexico Case Study**. SPE Prod. & Facilities, 15 (1), 2000.

SHENG, J. J.; CHEN, K. **Evaluation of the EOR potential of gas and water injection in shale oil reservoirs**. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 5, pp. 1-9, 2014.

SHEOREY, T.; MURALIDHAR, K.; MUKHERJEE, P. P. **Numerical experiments in the simulation of enhanced oil recovery from a porous formation**. Int. J. Therm. Sci., 40, pp. 981-997, 2001.

SILVA, P. R. **Transporte marítimo de petróleo e derivados na costa brasileira: estrutura e implicações ambientais**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. Rio de Janeiro, 2004.

SOUZA, M. K. **Avaliação da Capacidade e do Potencial Selante de Rochas Capeadoras do Campo de Namorado - Bacia de Campos - Brasil**. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil. Rio de Janeiro, 2009.

SOUZA, R. G. S. **Escoamento Bifásico Líquido-Gás: Previsão de Gradientes de Pressão Com a Correlação de Lockhart & Martinelli e Fluidodinâmica Computacional**. Projeto de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Escola de Química. Rio de Janeiro, 2009.

STANDING, M. B. **Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems**. SPE of AIME, Dallas, Texas, USA, 1951.

THOMAS, J. E. **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. Ed. Interciência: Petrobrás, 2º Ed., Rio de Janeiro, 2004.

TISSOT, B. P.; WELTE, D. H. **Petroleum Formation and Occurrence**. 2 ed. Rev. e aum. Berlin: Springer-Verlag, 1984, pp. 375-423.

TRALLERO, J. L.; SARICA, C. BRILL, J. P. **A Study of Oil/Water Flow Patterns in Horizontal Pipes**. SPE Production & Facilities, pp. 165-172, 1996.

VOLTATONI, T. **Emprego de Ciclodextrinas para a Recuperação Avançada de Petróleo**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do ABC. Programa de Pós-Graduação em Energia, Santo André, SP, 2012.

WALISIEWICZ, M. **Energia Alternativa**. Editora Publifolha, São Paulo, 2008.

WANDERLEY, J. B. de M. et al. **Estudo de parâmetros operacionais do processo para aplicação do processo de drenagem gravitacional assistido com vapor em reservatórios heterogêneos do nordeste brasileiro**. 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, Aracajú, 2013.

WHALLEY, P. B. **Two-Phase Flow and Heat Transfer**. Oxford University Press. Oxford, 1996.

WILLHITE, P. G. **Waterflooding**. Society of Petroleum Engineers. 1986.

ZAYDULLIN, R.; VOSKOV, D. V.; JAMES, S. C.; HENLEY, H.; LUCIA, A. **Fully compositional and thermal reservoir simulation**. Computers and Chemical Engineering, Vol 63, pp. 51-65, 2014.

ZÍLIO, E. L.; PINTO, U. B. **Identificação e Distribuição dos Principais Grupos de Compostos Presentes nos Petróleos Brasileiros**. Bol. Téc. PETROBRAS, 45 (1), pp. 21-25, Rio de Janeiro, 2002.