

Sistema FIEB



PELO FUTURO DA INOVAÇÃO

CENTRO UNIVERSITÁRIO SENAI - CIMATEC

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM MODELAGEM
COMPUTACIONAL E TECNOLOGIA INDUSTRIAL**

Doutorado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial

Tese de doutorado

**Desenvolvimento de códigos computacionais em
openFOAM para simulação de reservatório de
petróleo. Exemplos de aplicação**

Apresentada por: Antonio Fernando Araujo Britto

Orientador: Dr. Ivan Costa da Cunha Lima

Coorientador: Dr. André Telles da Cunha Lima

Agosto de 2020

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca do Centro Universitário SENAI CIMATEC

B862d Britto, Antonio Fernando Araújo

Desenvolvimento de códigos computacionais em openFOAM para simulação de reservatório de petróleo. Exemplos de aplicação / Antonio Fernando Araújo Britto. – Salvador, 2020.

120 f. : il. color.

Orientador: Prof. Dr. Ivan Costa da Cunha Lima.
Coorientador: Prof. Dr. André Telles da Cunha Lima.

Tese (Doutorado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial) – Programa de Pós-Graduação, Centro Universitário SENAI CIMATEC, Salvador, 2020.

Inclui referências.

1. Reservatório de petróleo. 2. Meio poroso. 3. Escoamento multifásico. 4. OpenFOAM. 5. Simulação. I. Centro Universitário SENAI CIMATEC. II. Lima, Ivan Costa da Cunha. III. Lima, André Telles da Cunha. IV. Título.

CDD: 620.00113



Federação das Indústrias do Estado da Bahia

Centro Universitário SENAI CIMATEC

Doutorado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial

A Banca Examinadora, constituída pelos professores abaixo listados, leu e aprovou a Tese de doutorado, intitulada "**Desenvolvimento de códigos computacionais em openFOAM para simulação de reservatório de petróleo. Exemplos de aplicação**", apresentada no dia 17 de agosto de 2020, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de Doutor em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial.

IVAN COSTA DA CUNHA Digitally signed by IVAN COSTA
DA CUNHA LIMA:41241703868
Date: 2020.10.21 11:00:42 -03'00'
LIMA:41241703868

Orientador: Prof. Dr. Ivan Costa da Cunha Lima
SENAI CIMATEC

André Telles da Cunha Lima

Coorientador: Prof. Dr. André Telles da Cunha Lima
SENAI CIMATEC

Membro Interno: Prof. Dr. Davidson Martins Moreira
SENAI CIMATEC

DocuSigned by:

E5D61A5EF4094DF...

Membro Interno: Prof. Dr. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa
SENAI CIMATEC

Membro Externo: Prof. Dr. Célio Loureiro Cavalcante Junior
UFCE

Membro Externo: Prof. Dr. Roberto Fernandes Silva Andrade
UFBA

Antonio Fernando Araujo Britto

Desenvolvimento de códigos computacionais em openFOAM para simulação de reservatório de petróleo. Exemplos de aplicação

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial, Curso de Doutorado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial do Centro Universitário SENAI - CIMATEC, como requisito parcial para a obtenção do título de **Doutor em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial**.

Área de conhecimento: Interdisciplinar

Orientador: Ivan Costa da Cunha Lima

Centro Universitário SENAI - CIMATEC

Coorientador: André Telles da Cunha Lima

Salvador
Centro Universitário SENAI - CIMATEC
2020

Nota sobre o estilo do PPGMCTI

Este tese de doutorado foi elaborada considerando as normas de estilo (i.e. estéticas e estruturais) propostas aprovadas pelo colegiado do Programa de Pós-graduação em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial e estão disponíveis em formato eletrônico (por solicitação via e-mail à secretaria do programa) e em formato impresso somente para consulta.

Ressalta-se que o formato proposto considera diversos itens das normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), entretanto opta-se, em alguns aspectos, seguir um estilo próprio elaborado e amadurecido pelos professores do programa de pós-graduação supracitado.

Agradecimentos

A instituição SENAI-Cimatec, colaboradores e professores, em especial ao grande amigo e mentor, professor Ivan;

Aos professores ligados ao nosso grupo de pesquisa em especial, aos professores André e Murilo, pela dedicação, paciência e disponibilidade;

Aos colegas do Doutorado, Alberto, Claudio, Fabio, Fred, Gustavo e Sidney com seus valiosos espíritos de parceria e colaboração;

Ao Projeto número 01.13.0327.00 da FINEP, Brasil;

Ao Projeto Flatfish Shell-BG/Cimatec, pela disponibilização do espaço;

Ao INCT-GP processo 381460/2018-5;

Salvador, Brasil
01 de Agosto 2020

Antonio Fernando Araujo Britto

Resumo

Esta pesquisa tem por objetivo estudar e desenvolver, utilizando a ferramenta OpenFOAM de código aberto, um simulador, o qual utilizando um modelo tipo *sandbox*, possa aproximar apropriadamente e representar o escoamento que ocorre em um reservatório de petróleo. A ferramenta OpenFOAM é um software desenvolvido em linguagem C^{++} , e implementado com os operadores matemáticos clássicos necessários para a resolução numérica, através do método dos Volumes Finitos, dos complexos e não lineares sistemas de equações diferenciais que são necessários para descrever esse tipo de escoamento. O reservatório de petróleo é então aproximado a um meio poroso, onde são conhecidos seus parâmetros geofísicos médios, como por exemplo, permeabilidades relativas e pressões capilares. As técnicas de Dinâmica de Fluidos Computacional (CFD na sigla em inglês - Computational Fluid Dynamics) fornecem o embasamento necessário para a elaboração das equações que governam o fenômeno, enquanto o OpenFOAM, por ser de código aberto, oferece a oportunidade de se customizar, realizar ajustes e aproximações adequadas, proporcionando um melhor entendimento no sentido de se buscar melhorar a precisão dos resultados e a otimização dos recursos computacionais. Considerando a complexidade do domínio estudado, foi necessário realizar a simulação em um sistema de maior capacidade computacional do tipo High Processing Computing (HPC). Nossos resultados obtidos não podem ser diretamente comparados com aqueles obtidos através de reservatórios reais encontrados na literatura. Dentro do possível, estudos podem ser realizados empregando a ferramenta desenvolvida e, guardadas as devidas proporções, respeitando o nível de aproximação implementado, alguma base de comparação pode ser estabelecida, indicando em linhas gerais e predizendo o que ocorre em um reservatório real.

Palavras-chave: reservatório de petróleo, meio poroso, escoamento multifásico, OpenFOAM, simulação

Como citar esta Tese de doutorado : Britto, A. F.. Desenvolvimento de códigos computacionais em OpenFOAM para simulação de reservatório de petróleo. Exemplos de aplicação. 2020. Total de folhas - 121. Dissertação (Doutorado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial) - Centro Universitário SENAI - CIMATEC. Salvador, 2020.

Abstract

This research aims to study and develop, using the open source OpenFOAM tool, a simulator that can represent the flow that occurs in an oil reservoir. The OpenFOAM tool is a software developed in C++ language, and implemented with the classical mathematical operators necessary for the numerical resolution, through the finite volumes method, the complex and nonlinear differential equations systems that are needed to describe the flow. The oil reservoir is approximated to a porous medium where its average geophysical parameters are known. Computational fluid dynamics (CFD-Computational fluid dynamics) techniques provide the necessary foundations for the elaboration of the equations that govern the phenomenon, while OpenFOAM, because it is an open source, offers the opportunity to customize, make adjustments and appropriate approximations, providing a better understanding in the sense of seeking to improve the accuracy of the results and the optimization of computational resources. Considering the the complexity of the studied domain, it was needed to perform the simulation in a environment with bigger capacity as High Process Computing (HPC). Our obtained results cannot be directly compared with others that have been obtained from real reservoirs that can be found on literature. As far as possible, studies can be carried out using the developed tool and, keeping the proper proportions, respecting the level of approximation implemented, some basis of comparison can be established, indicating in general lines and predicting what happens in a real reservoir.

Keywords: oil reservoir, porous medium, multiphase flow, OpenFOAM, simulation

How to cite this Tese de doutorado : Britto, A. F.. Desenvolvimento de códigos computacionais em OpenFOAM para simulação de reservatório de petróleo. Exemplos de aplicação. 2020. Total pages 121. Dissertation (Doutorado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial) - Centro Universitário SENAI - CIMATEC. Salvador, 2020.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Definição do problema	4
1.2	Objetivo	4
1.3	Importância da pesquisa	5
1.4	Motivação	5
1.5	Limites e limitações	5
1.6	Aspectos metodológicos	6
1.6.1	Modelos representativos	6
1.6.2	O Modelo de meio poroso	7
1.6.3	Escala do modelo	12
1.6.4	Desenvolvimento do solver	14
1.7	Organização da Tese de doutorado	14
2	Revisão da literatura	16
2.1	As características dos reservatórios	16
2.1.0.1	Definições	16
2.1.0.2	Tipos de reservatório	17
2.1.0.3	Reservatórios de óleo	17
2.1.0.4	Reservatórios de gas	18
2.2	Meio poroso	19
2.2.1	Base matemática da simulação	19
2.2.2	Equações de continuidade	20
2.2.3	Regras de aproximação média	23
2.2.4	Energia do escoamento	24
2.2.5	Justificativa das aproximações	25
2.2.6	Tensão interfacial e pressão capilar	28
2.2.6.1	Tensão interfacial e molhabilidade	28
2.2.6.2	Pressão capilar	30
2.2.6.3	Saturação dos fluidos	34
2.2.6.4	Permeabilidade Relativa	36
2.2.7	Modelo de poço	41
2.3	OpenFOAM e o método dos volumes finitos	43
3	Metodologia	50
3.1	Modelo de escoamento bifásico	50
3.2	Modelo de escoamento trifásico	51
3.3	Modelo de poço	54
3.4	Desenvolvimento e construção do solver	56
4	Resultados e discussões	63
4.1	Avaliações preliminares	63
4.2	Desenvolvimento e implementação de novas funcionalidades	64
4.3	O escoamento trifásico	79
4.4	Analogia com dados da literatura	84
4.5	Sugestão para trabalhos posteriores	86

A Termodinâmica aplicada a reservatórios de petróleo	89
Referências Bibliográficas	99

Lista de Tabelas

1.1	Parametros de um reservatório de referência fictício com dimensões reais .	13
4.1	Parametros do fitting	64

Lista de Figuras

1.1	Definição de meio poroso (Adaptada de (BEAR, 2018))	8
1.2	Designação geral do REV (Adaptada de (BEAR, 2018))	9
1.3	Tamanho do REV (Adaptada de (BEAR, 2018))	11
1.4	Sandbox utilizada como modelo.	13
2.1	Tipos de reservatório de óleo (Adaptada de (AHMED; MEEHAN, 2012)).	18
2.2	Tipos de reservatório de gas (Adaptada de (AHMED; MEEHAN, 2012)).	19
2.3	Balanco geral da propriedade E.	21
2.4	Representação de um sólido poroso (Adaptada de (HU et al., 2017)).	24
2.5	Diagrama de um reservatório de petróleo (Adaptada de figura obtida via Google).	25
2.6	Coefficientes de espalhamento (Adaptada de (BLUNT; ZHOU; FENWICK, 1995)).	29
2.7	Tres fases numa região cilíndrica de um poro (Adaptada de (BLUNT; ZHOU; FENWICK, 1995)).	30
2.8	Representação genérica de um poro.	32
2.9	Contato de superfície horizontal com tubo capilar (Adaptada de (HASSANIZADEH; GRAY, 1993)).	32
2.10	Pressões capilares vs saturações (Adaptada de (DIJKE; MCDUGALL; SORBIE, 2001)).	35
2.11	Óleo escoando em presença de água (Adaptada de (HONARPOUR, 2018)).	38
2.12	Diagrama genérico de um poço vertical.	42
2.13	Volume de controle para o método dos volumes finitos (Adaptada de (VERSTEEG; MALALASEKERA, 2007)).	46
2.14	Volume de controle da célula C na discretização pelo método dos volumes finitos (Adaptada de (MOUKALLED; et al, 2016)).	48
3.1	Modelo de escoamento de um poço (Adaptada de (GUO, 2011)).	55
3.2	Perfil de pressão do poço (Adaptada de (ECONOMIDES et al., 2013)).	55
3.3	Método IMPES.	57
3.4	Fluxograma para sequencia de calculo do solver trifasico.	61
4.1	Diferentes geometrias para injeção e produção.	63
4.2	Diferentes geometrias para injeção e produção.	64
4.3	Representação do poço na célula.	65
4.4	Comparação modelo de permeabilidades relativas.	66
4.5	Comparação entre modelos de permeabilidade relativa do óleo.	66
4.6	Simulação com revestimento nas paredes.	67
4.7	Comparação em diferentes malhas.	68
4.8	Resultados obtidos com o mesh selecionado para a simulação no HPC.	69
4.9	Perfil de saturação da água no dominio unidimensional.	72
4.10	Perfil de saturação da água com escala de tempo aumentada.	73
4.11	Perfis uni- bi- e tridimensionais para ΔP diversos.	73
4.12	Comparação eficiencias de deslocamento.	74
4.13	Comparação produções acumuladas e instantaneas.	75

4.14	Comparação fluxos fracionais e derivada com alta e baixa mobilidade da água.	76
4.15	Permeabilidades e mobilidades com alta e baixa mobilidade da água.	77
4.16	Perfis de water-flood obtidos em momentos distintos comparando os casos de alta e baixa mobilidade da água.	78
4.17	Comparativo entre as razões de óleo produzido/água injetada.	79
4.18	Injeção de água e produções em um reservatório típico.	80
4.19	Injeção de água e produções em um reservatório típico trifásico.	81
4.20	Produções e pressões óleo/gas e saturação da água entre 10 e 10,35 unidades de tempo.	82
4.21	Injeção de água e produções em um reservatório trifásico.	83
4.22	Momento em que a água irrompe no poço de produção com gas).	84
4.23	Reservatório exemplo original e após refinamento.	85
4.24	Resultados obtidos para analogia.	85
4.25	Dominio com fraturas em todas as direções (Elaborada pelo próprio autor).	87
4.26	Representação de escoamento trifásico.	87
A.1	Diagrama geral para o gas natural.	89
A.2	Diagramas P x T e P x V (Adaptada de figura obtida via Google).	91
A.3	Diagrama de fase tridimensional (Adaptada de (BEAR, 2018)).	91
A.4	Diagrama de fase para uma mistura de Etano e n-Heptano.	92
A.5	Diagrama regra das fases (Adaptada de (DENBIGH; DENBIGH, 1981)).	94

Lista de Siglas

1 D	Uma dimensão
2 D	Duas dimensões
3 D	Tres dimensões
API	American Petroleum Institute
bbl	barris
CEOR	Chemical Enhanced Oil Recovery
CFD	Computational Fluid Dynamics
CFL	Condições de Courant - Friederich - Lewis
CP	Ponto Crítico
EOR	Enhanced Oil Recovery
EOS	Equation of State
ft	pés
GOR	Gas Oil Ratio
GPL	General Public License
HPC	High Performance Computing
IMPES	Implicit Pressure Explicit Saturation
mD	milidarcy
MEOR	Microbial Enhanced Oil Recovery
OpenFOAM	Open source Field Operation and Manipulation
PC-SAFT ...	Perturbated Chain Statistical Association Fluid Theory
PPGMCTI ..	Programa de Pós-graduação em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial
PVT	Pressure Volume Temperature
RC	Reservoir Conditions
REV	Representative Elementary Volume
SCF	Standard Cubic Feet
STB	Standard Barrel
STC	Standard Conditions
WI	Well index
WOR	Water Oil Ratio
WWW	World Wide Web

Lista de Símbolos

C	número de Courant
C_p, C_p^0	capacidade calorífica genérica e do gas ideal a pressão constante
D	coeficiente de difusão
d	dimensão de referência para o número de Reynolds
e_α, \dots	grandeza qualquer por unidade de massa
eow, eog	expoente bifásico do óleo em relação à água, em relação ao gasgrandeza qualquer por massa
E	propriedade extensiva qualquer
g	aceleração da gravidade
K	permeabilidade absoluta
K_c	constante de proporcionalidade
k_{ew}, k_{eo}	permeabilidade efetiva da água, do óleo
k_{rw}, k_{ro}	permeabilidade relativa da água, do óleo
k_{row}, k_{rog}	permeabilidade relativa do óleo em relação a água, em relação ao gas
k_{rcow}, k_{rcgo}	permeabilidade relativa crítica do óleo em relação a água, do gas em relação ao óleo
M^n	número de passos em um intervalo de tempo
N_{r1}, N_{r2}	números adimensionais 1 e 2
p, V, T, H, S, A ...	pressão, volume, temperatura, entalpia, entropia, área
p, p_c, p_w, p_o, p_g	pressão, pressão capilar, pressão da água, do óleo, do gas
p_c, T_c	pressão e temperatura crítica
p_{cow}, p_{cgo}	pressão capilar óleo água, pressão capilar gas óleo
q	descarga específica
r^*	raio médio do grão
R_S, R_{SP}	fator de formação do gas, fator de formação do gas nas condições do separador
S_w, S_o, S_g	saturação da água, do óleo, do gas
S_{rw}, S_{ro}, S_{rg}	saturação residual da água, do óleo, do gas
S_{Lrg}, S_{Org}	saturação residual total das fases líquidas, saturação residual do óleo em relação ao gas
T_r	temperatura reduzida
T_0, p_0, K_0, L_0	escala arbitrária de tempo, pressão, permeabilidade, densidade, comprimento
t	tempo
u	magnitude da velocidade
U, CU	domínio, volume de controle no domínio U
$V_{0\alpha}$	volume ocupado pela fase α
x, \vec{x}	distância, vetor posição
Z	fator de compressibilidade do gas
z	coordenada correspondente à profundidade
<i>Letras gregas</i>	
$\alpha, a, b, \kappa, A, B$	parametros da equação de Peng-Robinson
α_1, α_2	tensão superficial das fases 1 e 2
$\alpha_{1,2}$	tensão interfacial entre as fases 1 e 2
$\tilde{e}_\alpha^\alpha, e'_\alpha$	massa média intrínseca, média volumétrica da fase
Δ	diferença entre duas grandezas, sub-domínio
δ	diâmetro do poro
Γ	taxa de geração de uma propriedade extensiva
λ_o, λ_w	mobilidade do óleo e da água
μ, μ_w, μ_o	viscosidade ou potencial químico, viscosidade da água, do óleo
∇, ∇	operador divergente, operador gradiente

ν	viscosidade dinâmica
n_i	número de moles da espécie i
$\vec{\nu}$	vetor unitário normal à superfície
ω	fator acentrico
$\Omega, \Omega_0, \Omega_{0\alpha}$	domínio, domínio do REV, domínio da fase α no REV
ϕ	porosidade média
∂	derivada parcial
$\rho, \rho_w, \rho_o, \rho_g$	densidade, densidade da água, do óleo, do gas
$\rho_s, \rho_l, \bar{\rho}$	densidade mássica do sólido, do líquido, densidade média do meio
$\bar{\rho}_\alpha$	densidade mássica intrínseca da fase
τ	fase de uma dada substancia
ρ_0, μ_0	escala arbitrária de densidade, viscosidade
θ, θ_α	ângulo formado entre as superfícies das fases 1 e 2, fração volumétrica da fase α
φ	head piezométrico
$\vec{\xi}$	vetor posição de um elemento diferencial

Introdução

A alta no preço do petróleo no início da década passada foi a grande responsável por viabilizar tecnologias alternativas de produção, assim como o retorno da exploração de campos com elevado grau de depletação, além da busca pelo petróleo em locais pouco convencionais. A queda no preço do óleo que se seguiu demonstrou um cenário volátil diante do aumento da oferta de óleo e fatores geopolíticos, ganhando importância a necessidade de se desenvolver uma metodologia que maximizasse e otimizasse a operação dos campos de produção.

A modelagem matemática de fenômenos da natureza requer o emprego de equações diferenciais parciais na sua representação. A dinâmica de fluidos é a principal área de conhecimento a que se recorre para descrever os fenômenos envolvidos no escoamento do petróleo dentro de um reservatório. Dada a multidisciplinaridade necessária na abordagem desse fenômeno, a dinâmica de fluidos se apoia em outras importantes áreas de conhecimento, como a termodinâmica, envolvendo as propriedades físico-químicas dos fluidos em questão e a modelagem do equilíbrio líquido-líquido-vapor, e fenômenos de transporte em meios porosos onde se descreve as propriedades de transporte dos fluidos e como podem se mover uns em relação aos outros dentro do meio. O fenômeno estudado tem características transientes e sua descrição através de equações diferenciais parciais demonstra um comportamento onde os coeficientes dos termos das equações estão acoplados ao próprio termo gerando forte não-linearidade entre os parâmetros envolvidos. Desta forma, o aporte do conhecimento matemático é fundamental, não somente pela elaboração das equações, mas também na busca pelos algoritmos e métodos empregados na resolução. A forte não-linearidade observada acaba afastando a possibilidade de uma solução analítica para as equações envolvidas, resultando na necessidade do emprego de métodos de resolução aproximada, como os métodos numéricos. Assim sendo, torna-se necessário abandonar o mundo com a continuidade intrínseca que costumamos ver e adentrar no mundo descontínuo da discretização. Por outro lado, por ser uma resolução aproximada, a modelagem do fenômeno na maioria das vezes requer uma intensa utilização de recursos computacionais, para que os aspectos físicos do fenômeno possam ser apropriadamente capturados. Nesses recursos computacionais incluem-se softwares apropriados para a modelagem necessária do fenômeno e a capacidade adequada de processamento para que a solução do assunto em questão possa ser obtida dentro de um tempo adequado. Caberá a quem está encarregado na condução do trabalho, realizar uma avaliação crítica do ponto de equilíbrio entre os recursos computacionais disponíveis, tempo de simulação necessário e a precisão nos resultados obtidos.

A área de pesquisas em dinâmica de fluidos utilizando uma ferramenta de simulação computacional oferece uma oportunidade interessante sob o ponto de vista econômico e

acadêmico para a adequação da realidade de produção ao cenário econômico mais apropriado.

O petróleo é um fluido que se caracteriza por ser uma mistura de substâncias denominadas como hidrocarbonetos. Nas condições de armazenamento no reservatório, a depender da pressão, essa mistura poderá estar na fase gasosa, ser uma mistura de gas e líquido ou estar na fase líquida, em presença de água. O reservatório é uma formação rochosa que possui interstícios vazios, ou poros, que se interconectam através de pequenos condutos capilares. Diferentemente de um duto de transporte de óleo tradicional, um reservatório de petróleo possui propriedades designadas como porosidade e permeabilidade. Por ser uma mistura de hidrocarbonetos, as propriedades físico-químicas do petróleo que impactam no escoamento dependem da proporção em que estão presentes os diversos tipos desses hidrocarbonetos. O escoamento se dá através dos interstícios, os quais, por sua vez, são uma mescla de diminutos condutos com uma infinidade de pequenos diâmetros. Por conta dos pequenos diâmetros, a propriedade dos fluidos denominada como tensão interfacial torna-se significativa, resultando em diferentes pressões nas interfaces entre os fluidos, cuja diferença é conhecida como pressão capilar.

As equações diferenciais parciais não lineares que descrevem os campos em geral de um escoamento são denominadas como equações de Navier-Stokes ([SCHLICHTING; GERSTEN, 2016](#)).

Neste trabalho desenvolvemos um modelo matemático para a simulação, com o objetivo de representar convenientemente os fluidos que escoam com seus múltiplos estados físicos, através do meio onde ocorre esse escoamento, com suas características e aspectos específicos. Os modelos de representação denominados como *black oil* e composicional foram objetos de avaliação.

A contribuição para a inovação fica por conta de se estar elaborando um simulador de escoamento em reservatório de código aberto, mais precisamente em OpenFOAM ([GREENSHIELDS, 2018](#)), agregando à comunidade acadêmica de usuários essa ferramenta voltada para fenômenos envolvendo transporte, sendo uma área ainda com grande potencial de desenvolvimento. O OpenFOAM é um software dedicado a resolução de problemas relacionados à dinâmica de fluidos computacional, sigla (CFD) em inglês, escrito em linguagem de programação C^{++} , contendo solvers pré-customizados para a solução específica de determinados tipos de problema. O software OpenFOAM utiliza para a resolução numérica o método dos volumes finitos, o qual é uma formulação especial do método das diferenças finitas ([VERSTEEG; MALALASEKERA, 2007](#)), e que consiste basicamente da descrição seguinte:

- Integração das equações governantes do escoamento dos fluidos sobre todos os elementos constituintes (finitos) dos volumes de controle do domínio.
- Discretização - Conversão das equações integrais resultantes um sistema de equações algébricas.

- Solução das equações algébricas através de um método iterativo.

A simulação de reservatórios de óleo tem sido citada em muitas obras. Goudarzi (Goudarzi; et al., 2013) se refere como sendo uma ferramenta para avaliação e gestão para minimizar custos e aumentar a eficiência do processo. Presentemente há diversos produtos comerciais tais como STARS da CMG, ECLIPSE-100 da Schlumberger, REVEAL do Petroleum Experts e o UTCHEM da Universidade de Texas em Austin. O fato de ser de código aberto, permitindo implementação e customização de modelos, além da utilização do método de discretização baseado em volumes finitos foram fatores decisivos para a seleção do OpenFOAM como plataforma. Neste trabalho foi necessário elaborar um solver específico, desenvolvidas as equações representativas e implementados os modelos necessários para os parâmetros envolvidos. Para a solução das equações, as principais variáveis são a pressão e a saturação do fluido molhante, calculadas pelo método IMPES, sendo a pressão calculada de forma implícita e a saturação de forma explícita. O método IMPES será visto com mais detalhes na seção 3.4.

Considera-se esse trabalho como uma semente que deverá germinar, e ser a fonte inicial para que outros que se sigam possam se valer de representações mais complexas e mais próximas da realidade, não somente para os fluidos, como também para os modelos de escoamento.

A recuperação de óleo avançada, denominada em inglês como *Enhanced Recovery Oil (EOR)*, objetivando remover o óleo que não foi possível ser recuperado por um método de recuperação primário ou secundário, tem sido bastante empregada como resposta a demandas econômicas, e se baseia na mudança da razão entre as mobilidades do óleo e da água. Muitos esforços foram dedicados ao que pode ser chamado de *Chemical Enhanced Oil Recovery (CEOR)* (Ali et al., 2018). Desde algumas décadas atrás até anos recentes podemos encontrar muitos trabalhos dedicados a desenvolver surfactantes e polímeros como agentes CEOR (Abidin; Puspasari; Nugroho, 2012), (Gogarty et al., 1967) e (Pye et al., 1964). Outros propõem *Microbial Enhanced Oil recovery* (Khademolhosseini; Jafari; Shabani, 2015), e em mais recentes trabalhos o uso de nanopartículas tem sido objeto de extensivos trabalhos (Ali et al., 2018), (Miranda et al., 2012), (Chegenizadeh; Saeedi; Xie, 2016), (Roustaei; Saffarzadeh; Mohammadi, 2013), (Yousefvand; Jafari, 2015) e (Youssef et al., 2018), a maioria destes baseados em resultados de experimentos.

Neste trabalho, o modelo selecionado para o óleo foi o intitulado como *black oil*. Donnez (Donnez, 2007) define como *black oil*, o óleo de superfície com uma quantidade variável de gás de superfície em solução. Portanto, os cálculos de balanço material podem ser expressos em volumes, usando os fatores de volume de formação B_o e B_g para converter os volumes nas condições do reservatório para volumes nas condições de superfície. Nesse caso, não há o compromisso determinado pelo equilíbrio termodinâmico entre as fases óleo e gás. Uma vez definida a estrutura da resolução e implementado o modelo *black oil*, o trabalho de elaboração e implementação de um modelo composicional para o óleo foi ini-

ciado, porem não concluído, pois já possuíamos um modelo de representação que atendia aos objetivos do trabalho, e uma demanda por um tempo adicional seria necessária para sua conclusão.

O modelo *black oil* pela relativa facilidade de representação, quando comparado com modelos composicionais, vem sendo amplamente utilizado existindo uma literatura bastante difundida (AMIX; et al, 1960), (CRAFT; et al, 2007), (CHEN; et al, 2007), (DONNEZ, 2007), (SATTER; IQBAL; BUCHWALTER, 2008), (McCAIN Jr; et al, 2011), (AHMED; MEEHAN, 2012), (DANDEKAR, 2013), (PEDERSEN; et al, 2015), além de trabalhos mais especializados como (COATS et al., 1995), (VELARDE et al., 1997) e (VALKO; JR, 2003).

1.1 Definição do problema

Embora existam bastante produtos voltados para a simulação de reservatórios de petróleo, é necessário desenvolver uma solução que seja totalmente customizável e que possa representar adequadamente o fenômeno de escoamento dentro do reservatório, sendo possível reproduzir condições já ocorridas e realizar previsões de comportamento para reservatórios trifásicos e bifásicos.

1.2 Objetivo

Modelar o escoamento bifásico e trifásico que ocorre durante a produção em um reservatório para que as equações diferenciais que governam o fenômeno possam ser satisfatoriamente resolvidas algebricamente e numericamente, utilizando-se o software de código aberto OpenFOAM.

Objetivos específicos

- Desenvolver o domínio denominado *sandbox* onde será estudado o escoamento;
- Desenvolver equações de continuidade e modelo numérico de resolução;
- Implementar código em C^{++} para execução do modelo;
- Realizar estudos empregando modelo desenvolvido;
- Publicar artigos de acordo com os estudos desenvolvidos.

1.3 Importância da pesquisa

Aplicações práticas na indústria petrolífera, em particular, em history matching e predições de performance; Necessidade de melhorar a compreensão da importância das grandezas envolvidas no fenômeno, de forma a otimizar a modelagem e buscar uma representação mais geral e abrangente, sendo ao mesmo tempo precisa e com respostas dentro da brevidade adequada, a qual poderá mais adiante ser a base para a realização de um o upscaling.

1.4 Motivação

A importância de se desenvolver capacitação em modelagem numérica, no caso específico em reservatórios de petróleo e difundir a utilização do software de código aberto Open-FOAM. Nessa área já há bastante trabalhos desenvolvidos e, todavia, em quase sua totalidade, utilizando softwares proprietários. O contexto da inovação fica caracterizado pela iniciativa de utilizar uma ferramenta de intensa aplicação no meio acadêmico (Open-FOAM), disponibilizando um produto totalmente customizável que pode ser empregado em outros estudos ou até vir a ser utilizado com propósitos industriais. A flexibilidade no uso da ferramenta permite o desenvolvimento de estudos ou aspectos mais detalhados decorrentes da observação do perfil do escoamento contribuindo para abrir novos ramos do conhecimento de fenômenos envolvendo transporte.

1.5 Limites e limitações

- Simulações Numéricas. As soluções obtidas através deste método são aproximações;
- Não serão utilizados nem obtidos dados experimentais. Existem dados disponíveis de reservatórios, assim como resultados de simulação, sendo possível utilizar essas informações. Há de se levar em conta que diferenças nos modelos de permeabilidade relativa, pressão capilar, além de diferentes condição de contorno, não produzirão resultados que possam ser comparados diretamente;
- Desenvolvimento de solução compatível com os recursos computacionais disponíveis.

1.6 Aspectos metodológicos

1.6.1 Modelos representativos

Para desenvolvermos as equações dos modelos representativos devemos levar em conta que os movimentos fluidos em meio poroso são regidos pelas mesmas leis fundamentais que regem seu fluxo em dutos e rios. Estas leis são baseadas na conservação da massa, momentum e energia. As equações governantes adicionais que devem ser especificadas são equações de velocidade, geralmente uma forma da lei de Darcy, e equações de estado. As equações governantes modelam os processos básicos que ocorrem dentro do sistema físico. Uma vez que normalmente não temos um conhecimento completo do comportamento total do sistema, uma grande dificuldade nos procedimentos de modelagem é a escolha de um conjunto de equações que descrevem com precisão o processo físico complexo.

Para a descrição de fluxos fluidos geralmente a formulação Euleriana é empregada, porque estamos geralmente interessados nas propriedades do fluxo em determinados locais no domínio onde ocorre o escoamento.

Na execução desse trabalho, adotaremos os mesmos conceitos formulados por Bear ([BEAR, 2018](#)), onde algumas definições merecem especial atenção, já que serão sempre referenciadas, sendo necessário garantir um mesmo entendimento. Estas definições estão a seguir:

Propriedade intensiva - Propriedade que não depende da quantidade de massa presente.

Propriedade extensiva - Propriedade dependente da quantidade de massa presente.

Domínio do meio poroso - Domínio espacial ocupado parcialmente por uma matriz sólida, sendo a parte remanescente, denominada como poros ou espaços vazios, ocupada por uma ou mais fases fluidas.

Processo - Usualmente utilizado para descrever o fenômeno que ocorre dentro do elemento de transporte de uma quantidade extensiva.

Continuum - Um domínio espacial é considerado contínuo com relação a determinada propriedade, se o valor dessa propriedade pode ser identificado em cada ponto desse domínio.

Fase - É um domínio espacial ocupado por um material de tal forma que, as relações entre densidade, composição, pressão e temperatura descrevem o comportamento de todos os pontos dentro do domínio.

1.6.2 O Modelo de meio poroso

Mantendo a aproximação feita por Bear (BEAR, 2018), esse trabalho será referido a meios porosos que ocorrem naturalmente, como aqueles encontrados em formações geológicas abaixo da superfície.

Para a aproximação da consideração do meio poroso como um meio contínuo, Bear (BEAR, 2018) realiza uma discussão justificando tal aproximação, a qual resumidamente, apresentamos a seguir.

Considere-se o domínio espacial Ω ocupado por um fluido, supondo fase gasosa. Cada molécula tem suas próprias propriedades, como massa e energia. No entanto, é impossível prever o comportamento de cada uma dessas moléculas. Ao invés, consideramos um ponto dentro de Ω e um pequeno domínio espacial (esférico) em volta desse ponto denominado $\Delta\Omega$. Fazendo esse volume suficientemente grande de tal forma que contenha sempre um número grande de moléculas, verificamos que, embora muitas moléculas se movam para dentro e para fora do nosso volume $\Delta\Omega$ suas propriedades médias, por exemplo, massa por unidade de volume ficarão sempre praticamente sem mudanças. Essas médias são designadas como a descrição desse gas no ponto. Repetindo esse processo para todos os pontos dentro de Ω , podemos declarar Ω como contínuo com relação à densidade mássica do gas ρ . Sendo \vec{x} o vetor posição para cada ponto, podemos designar um valor dentro de Ω , $\rho(\vec{x}, t)$.

A seguir, consideremos o domínio Ω de volume V , fase líquida, composto de um grande número de sub-domínios V_Δ de formas irregulares e distribuídos randomicamente, com $V_\Delta \ll V$. Alguns desses sub-domínios estão ocupados pela fase sólida ($\Delta = s$), enquanto os outros pela fase líquida ($\Delta = l$). Cada V_Δ é contínuo na fase que o ocupa. Não conhecemos as fronteiras entre os sub-domínios, mas desejamos investigar e prever o comportamento das fases dentro de Ω . Em qualquer ponto de Ω nós selecionamos um volume esférico V_o , de tal forma que $V_\Delta \ll V_o \ll V$. Dentro de cada um desses volumes representativos podemos determinar a densidade mássica das fases, ρ_s e ρ_l , assim como o $\bar{\rho}$ (médio) para todas as fases no ponto. Desta forma temos que, para o mesmo domínio Ω , nós obtemos tres meios contínuos que se sobrepõem, um para a fase s , com densidade $\rho_s(\vec{x}, t)$, um para a fase l com densidade $\rho_l(\vec{x}, t)$ e o terceiro para $\bar{\rho}(\vec{x}, t)$.

Uma outra característica essencial do meio poroso é que ambos, matriz sólida e espaços vazios, estejam distribuídos pelo domínio, embora não necessariamente de forma uniforme. Nas figuras 1.1(a) e 1.1(b) é mostrado duas seções transversais de um domínio espacial. A figura 1.1(b) não se refere a um domínio de meio poroso, por que a matriz sólida não está distribuída no domínio inteiro, nem também os espaços vazios, e desta forma não atendendo o requisito de ambos sub-domínios estejam distribuídos por todo o domínio. Para examinar se esse requisito está sendo satisfeito, nós devemos utilizar o conceito de amostra (*sample*). Dada uma matriz sólida espacial com seus espaços vazios, se tomarmos volumes constantes em muitos pontos selecionados arbitrariamente dentro do domínio, será requerido que ambos matriz sólida e espaços vazios estejam presentes em

todas as amostras. Obviamente, sendo uma amostra muito pequena, ela pode conter somente o sólido ou somente o fluido do espaço vazio. Assim, supondo possível recolher uma amostra do domínio de tamanho mínimo, mas que sempre contenha uma porção sólida com seus espaços vazios, não importando de que parte seja do domínio, essa amostra será designada como Volume Representativo Elementar (Abreviação REV).

Em quase todos os casos de interesse prático as fronteiras da interface microscópica não podem ser especificadas, e os problemas não podem ser resolvidos em nível microscópico. Sob tais condições não é possível escrever um modelo matemático completo de escoamento e transporte. Assim, necessitamos de um outro nível de aproximação (*approach*), o nível macroscópico.

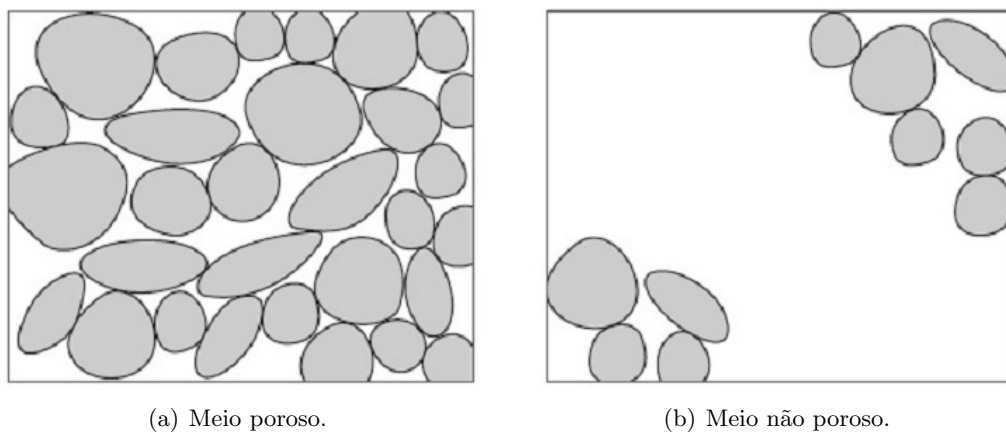


Figura 1.1: Definição de meio poroso (Adaptada de (BEAR, 2018))

No nível macroscópico, às vezes chamado de macroescala, um determinado domínio médio poroso como um todo, envolvendo uma matriz sólida e um espaço vazio, ocupado por um ou mais fluidos, é considerado um contínuo simples contíguo. Isso significa que, para cada ponto desse domínio, os valores podem ser atribuídos a variáveis de estado e a propriedades que correspondem a qualquer fase presente no domínio. Além disso, cada fase também pode ser considerada como um continuum que ocupa todo o domínio, embora podendo ser várias frações volumétricas.

O REV, conforme definido acima, agora pode ser usado para transformar o modelo microscópico de um determinado domínio em um domínio macroscópico. Na descrição dos fenômenos no último nível, todos os pontos dentro do domínio médio poroso considerado são associados e representados pelo centróide de um REV cujo tamanho foi selecionado como apropriado para o domínio considerado. Podemos então calcular a média do comportamento das fases (e das espécies químicas) em cada REV, por exemplo, pressão, concentração de soluto, temperatura, velocidade, ou suas derivadas de tempo e espaço, para obter uma descrição média ou macroscópica dos fenômenos dentro do domínio médio poroso. Os valores médios são atribuídos ao centro do REV. Pelo processo de cálculo da média, as informações sobre as variações locais, isto é, na escala microscópica, são perdidas.

A desvantagem é que, para atingir esse objetivo, vários coeficientes são criados no processo de determinação do valor médio. Eles refletem, no nível macroscópico, os efeitos da interface microscópica (fluido-sólido e limites fluido-fluido), lembrando que, de qualquer forma, não temos informações detalhadas sobre a geometria desses limites. Assim, por esse processo de determinação desse valor médio, obtemos um modelo que contorna a necessidade de conhecer a geometria microscópica da fronteira fluido-sólido e, no fluxo bifásico, também o das interfaces fluido-fluido. Dependendo de como a média é realizada, é possível obter informações sobre a estrutura e composição desses coeficientes, isto é, sobre sua natureza tensorial e sua dependência de várias características geométricas do espaço vazio ou configuração de fase, a menos que o espaço vazio tenha uma geometria bem definida conhecida.

Para resumir, calculando a média da descrição microscópica dos fenômenos em um REV, obtemos uma descrição macroscópica na qual todo o domínio multifásico se comporta como um continuum. Isso significa que valores macroscópicos de variáveis de estado de qualquer uma das grandes quantidades de qualquer uma das fases presentes no domínio, bem como os coeficientes associados a cada uma das fases e sua distribuição espacial, podem ser atribuídos a todos os pontos desse continuum.

Na Figura 1.2, temos uma representação genérica de um REV. Nessa Figura utilizamos o subscrito α para denotar cada uma das fases fluidas. Cada fase α ocupa no tempo t um domínio $\Omega_{o\alpha}$ de volume $V_{o\alpha}$ dentro do domínio REV Ω_o de volume V_o . Para distinguir a matriz sólida dos espaços vazios utilizamos os subscritos s e v . O vetor \vec{x} denota a posição do centróide do REV, enquanto o vetor $\vec{\xi}$ denota a posição do elemento diferencial $d\Omega_{o\alpha}$. A porosidade ϕ , e a fração volumétrica da fase α , θ_α , dentro do REV que possui o centróide \vec{x} podem ser definidos como a seguir:

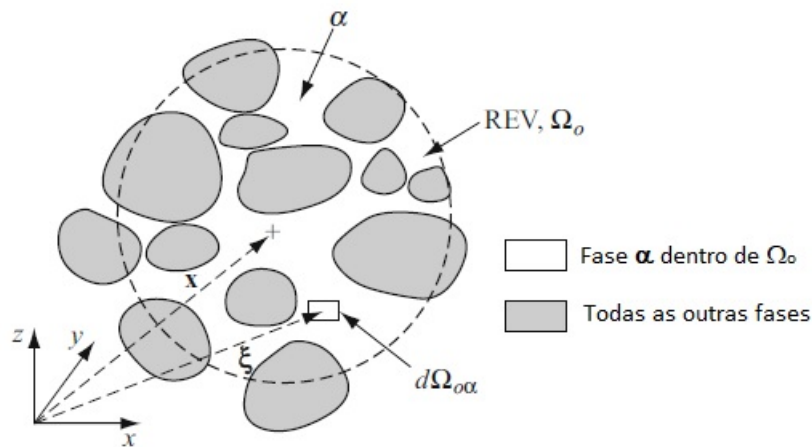


Figura 1.2: Designação geral do REV (Adaptada de (BEAR, 2018))

$$\theta_\alpha(\vec{x}, t) = \frac{V_{o\alpha}(\vec{x}, t)}{V_o(\vec{x}, t)}, \quad \sum_\alpha V_{o\alpha} = V_{ov} \quad e \quad \sum_\alpha \theta_\alpha = \phi \quad (1.1)$$

$$\phi = \frac{V_{ov}}{V_o}, \quad V_o = V_{os} + V_{ov} \quad (1.2)$$

A seguir, definiremos as designações médias mais importantes.

Seja E_α uma grandeza extensiva qualquer da fase α . Sua correspondente grandeza específica por unidade de massa $e_\alpha(\vec{\xi}, t)$.

$$e_\alpha(\vec{\xi}, t) = \frac{dE_\alpha}{dm_\alpha}, \quad dm_\alpha = \rho_\alpha dV_\alpha \quad e \quad m_\alpha = \bar{\rho}_\alpha^\alpha V_{o\alpha} \quad (1.3)$$

A massa média intrínseca $\tilde{e}_\alpha^\alpha(\vec{x}, t)$ fica definida por:

$$\tilde{e}_\alpha^\alpha(\vec{x}, t) = \frac{1}{m_{o\alpha}} \int_{m_{o\alpha}} e_\alpha dm = \frac{e'_\alpha{}^\alpha(\vec{x}, t)}{\bar{\rho}_\alpha^\alpha(\vec{x}, t)} \quad (1.4)$$

A grandeza $\bar{\rho}_\alpha^\alpha(\vec{x}, t)$ expressa a densidade mássica intrínseca da fase. Sendo e'_α a densidade volumétrica local, de forma que $e'_\alpha = \rho_\alpha e_\alpha$, a grandeza média volumétrica na fase α intrínseca de e'_α é:

$$e'_\alpha{}^\alpha(\vec{x}, t) = \frac{1}{V_{o\alpha}(\vec{x}, t)} \int_{\Omega_{o\alpha}(\vec{x}, t)} e'_\alpha(\vec{\xi}, t; \vec{x}) dV(\vec{\xi}) \quad (1.5)$$

Um aspecto importante está relacionado ao fato sobre qual o tamanho apropriado do REV. Para um determinado meio poroso o tamanho do REV deve ser selecionado de tal forma que:

- O valor médio de qualquer característica relevante da micro-estrutura do espaço vazio, em qualquer ponto do meio poroso, será uma função única da locação daquele ponto somente.
- O valor médio medido deve ser independente de pequenas variações no tamanho do REV.

Denotando o tamanho característico do REV por l , isto é, o diâmetro do REV esférico, e o comprimento caracterizando a estrutura microscópica por d , neste caso, o tamanho típico dos grãos ou poros, ou o raio hidráulico do espaço vazio, uma condição necessária para obter uma estimativa não-randômica das características geométricas do espaço vazio em qualquer ponto macroscópico dentro do domínio do meio poroso é:

$$l \gg d \tag{1.6}$$

Em trabalho anterior, Bear (BEAR; BACHMAT, 1990) recomenda que:

$$l \gg l_{max} \tag{1.7}$$

onde l_{max} é a distancia além da qual a distribuição espacial dos coeficientes macroscópicos relevantes que caracterizam a configuração do espaço vazio (porosidade e permeabilidade) se desviam de uma condição linear, no entanto, não além que determinado valor aceitável. A seleção do tamanho do REV é também limitada pelo requerimento:

$$l \gg L \tag{1.8}$$

onde L é o tamanho característico do domínio poroso.

Se uma faixa comum de REV pode ser encontrada, um modelo contínuo de meio poroso pode ser empregado. Resumindo, se um REV de volume V_o pode ser comum a todos os pontos de um dado domínio espacial, ambos para todas as características geométricas relevantes dos espaços vazios e para todas as fases que os ocupam, e para todas as variáveis de estado, podemos definir campos dessas variáveis de estado através do domínio e tratá-las como um contínuo para todas elas.

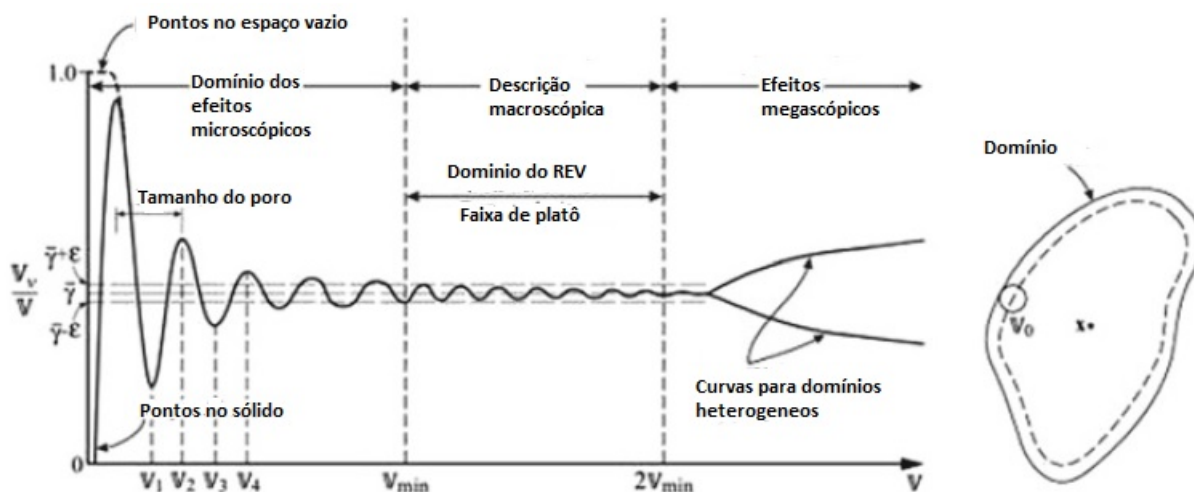


Figura 1.3: Tamanho do REV (Adaptada de (BEAR, 2018))

Na figura 1.3 temos uma ilustração com as comparações realizadas para os tamanhos dos

REV's.

1.6.3 Escala do modelo

As dimensões de um reservatório de óleo real são normalmente muito grandes, podendo alcançar centenas de metros. Para simular o fluxo dentro do reservatório, a princípio poderia se levar em conta dimensões reais, parâmetros geofísicos de rochas e propriedades fluidas. No entanto, com o requerimento necessário na simulação numérica para na medida do possível representar o fenômeno físico o mais próximo da realidade, a expectativa para o tempo gasto com a simulação seria aproximadamente da mesma ordem de grandeza que o escoamento em um reservatório real. Obviamente, isso não soa tão prático. Para superar esse problema, um modelo pode ser construído de tal forma que o tempo de simulação possa durar apenas algumas horas. Os modelos físicos podem ser classificados em duas categorias (REDFORD; et al, 1976), (a) modelos escalonados e (b) modelos elementares. Em um modelo escalonado, as dimensões do reservatório, as propriedades de fluido e as propriedades de rocha são dimensionadas para o modelo de laboratório, de modo que a razão entre várias forças no reservatório e o modelo físico sejam as mesmas, conforme indica Aziz (AZIZ; SETTARI, 1979).

Bear (BEAR; BACHMAT, 1990) definem o modelo *sandbox* como sendo uma escala reduzida de representação de um domínio natural de um meio poroso. O modelo pode ser idealizado como um container fixo e estanque, preenchido com a matriz porosa.

Na realidade, existem dois sistemas: o sistema que está sendo investigado (reservatório), referido como sistema protótipo, e o sistema análogo (modelo de simulação). estes dois sistemas são ditos ser análogos se as equações características descrevendo seus comportamentos dinâmicos e cinemáticos são similares em forma. Isto só é possível apenas se existe uma correspondência um-a-um entre os elementos que pertencem aos sistemas. Para cada elemento no protótipo deverá existir seu correspondente no análogo (modelo). Em cada sistema nós temos várias variáveis e coeficientes dimensionais ou adimensionais.

As condições em que um modelo de um fenômeno reproduz todos os aspectos de comportamento do protótipo representado por ele são conhecidas como condições de similitudde. Nos modelos hidráulicos, como o modelo *sandbox*, nós reconhecemos os conceitos de similaridade geométrica, cinemática e dinâmica.

Portanto, é recomendado manipular a ordem de magnitude das variáveis envolvidas, respeitando os conceitos de similitude, e buscando reduzir o tempo necessário para as simulações. Assim, um ponto crucial é buscar um número adimensional que pode ser compartilhado entre o modelo e o reservatório real.

Considerando esse aspecto, Brooks e Corey (BROOKS; COREY, 1964) trabalharam a expressão seguinte, que representa o número adimensional que deve ser o mesmo para um modelo tipo *sandbox*, e reservatório real (protótipo). Isso é possível desde que as variáveis T_o , p_o , K_o , ρ_o , μ_o , e L_o relativas ao modelo sejam dadas em escalas apropriadas para tempo,

pressão, permeabilidade absoluta, densidade, viscosidade e comprimento:

$$N_{r1} = \left[\frac{T_o K_o p_o}{\mu_o L_o \bar{L}_o} \right]_{\text{modelo}} = \left[\frac{T K p}{\mu L \bar{L}} \right]_{\text{reservatorio}} \quad (1.9)$$

$$N_{r2} = \left[\frac{T_o K_o \rho_o}{\mu_o L_o} \right]_{\text{modelo}} = \left[\frac{T K \rho}{\mu L} \right]_{\text{reservatorio}} \quad (1.10)$$

Assim, de acordo com as suposições feitas, um modelo em uma forma de um *sandbox* foi construído com dimensões de 60m x 60m x 60m conforme a figura 1.4.

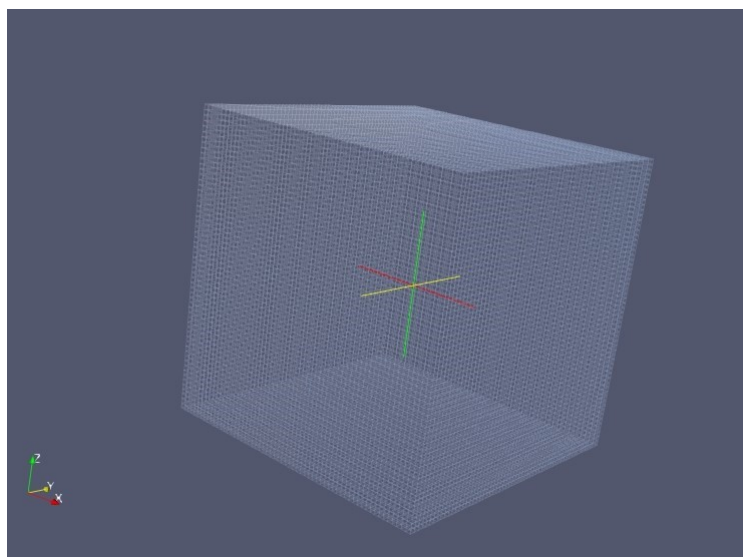


Figura 1.4: Sandbox utilizada como modelo.

Os valores adotados estão na tabela 1.1

Tabela 1.1: Parametros de um reservatório de referência fictício com dimensões reais

Parameter	Value
Densidade da água	1000 kg/m^3
Densidade do óleo	800 kg/m^3
Viscosidade da água	0.0025 kg/ms
Viscosidade do óleo	0.004 kg/ms
Gravidade	9.81 m/s^2
Permeabilidade absoluta	1000 md
Porosidade	0.2
Saturação inicial da água S_{wi}	0.2
Saturação residual da água S_{rw}	0.15
Saturação residual do óleo S_{ro}	0.81

Usando os valores da tabela 1.1, e ainda fazendo, por exemplo, $L_o = 30m$, tempo de breakthrough $T_0 = 60s$, $\Delta p = 300psi$, obtemos $N_{r1} = 0,34$ e $N_{r2} = 4 \times 10^{-6}$.

1.6.4 Desenvolvimento do solver

Para desenvolver o trabalho proposto, avaliamos suas características peculiares, que envolvem desde a modelagem do domínio físico, passando pelas equações que representam os fluidos e suas interações ao escoarem simultaneamente, a discretização do domínio até a parte numérica necessária à solução matemática do problema. Como já estavam em andamento outros trabalhos com base no software CFD OpenFOAM (GREENSHIELDS, 2018), decidiu-se que seria buscada uma alternativa que viabilizasse o desenvolvimento desse estudo com base no OpenFOAM. O software CFD OpenFOAM é uma plataforma de código aberto que permite o desenvolvimento e customização do solver para as condições específicas do problema em curso. O OpenFOAM oferece uma biblioteca com várias alternativas de solver para a resolução de equações que representam fenômenos da natureza. No entanto, dada a específica e singular complexidade do problema, definiu-se por elaborar um novo solver para representar o escoamento multifásico que ocorre dentro de um meio poroso. Para tanto, colaborou também o fato de já se possuir um código ainda em fase de testes, que representava o escoamento bifásico e incompressível em um meio poroso.

Como mencionado anteriormente, o software CFD OpenFOAM, por ser uma plataforma de código aberto, permite elaborar e desenvolver códigos em linguagem C^{++} , desta forma possibilitando a customização do solver, envolvendo cálculos que caracterizam a não-linearidade do fenômeno que se deseja representar. O pré-processamento foi feito no *blockMesh*, que é uma ferramenta nativa OpenFOAM para discretização do domínio.

Assim, para alcançar nossos objetivos um novo solver teve que ser desenvolvido, permitindo que os fenômenos estudados fossem descritos pelas equações diferenciais que serão oportunamente apresentadas e discutidas. O desenvolvimento foi de tal forma que, aproveitando o material existente, inicialmente foram implementados aspectos que dessem mais abrangência e generalização ao solver para um escoamento bifásico, e mais adiante, mediante uma abordagem mais elaborada, estendida para um escoamento trifásico.

O solver utiliza o método dos volumes finitos de discretização e solução de equações diferenciais parciais para os cálculos das simulações. As principais variáveis são a pressão e a saturação do fluido molhante, calculadas pelo método de pressão implícita e saturação explícita (CHEN, 2007), onde na equação 3.7 a pressão é a variável implícita e a saturação da água é a variável explícita. Na equação 3.8 a derivada parcial da saturação da água com tempo é calculada implicitamente.

1.7 Organização da Tese de doutorado

A tese de doutorado aqui apresentada segue a seguinte estrutura:

- **Capítulo 1** - Introdução
- **Capítulo 2** - Revisão da Literatura
- **Capítulo 3** - Metodologia.
- **Capítulo 4** - Resultados e Discussões.
- **Apendice A**.
- **Referências Bibliográficas**

Revisão da literatura

Elaboramos no Apendice [A](#) o tópico que trata a respeito da termodinâmica aplicada a reservatórios de petróleo com o objetivo de tornar mais amena a leitura do trabalho com relação à fundamentação teórica.

Dentre as demais categorias teóricas observadas neste trabalho destacamos:

2.1 As características dos reservatórios

Esta seção foi toda elaborada tendo como referência ([SATTER; et al, 2016](#)).

2.1.0.1 Definições

Para tratar de reservatórios é importante definir alguns termos que estão diretamente relacionados com as principais características que definem e diferenciam os reservatórios:

- **Cricodentherm** - A Cricodentherm é definida como a máxima temperatura acima da qual o líquido não pode ser formado independentemente da pressão. A pressão correspondente é denominada pressão na Cricodentherm;
- **Cricodenbar** - O Cricodenbar é a pressão máxima acima da qual nenhum gás pode ser formado independentemente da temperatura. A temperatura correspondente é chamada de temperatura de Cricodenbar;
- **Ponto crítico (CP)** - O ponto crítico para uma mistura multicomponente é o estado de pressão e temperatura em que todas as as propriedades intensivas das fases gás e líquido são iguais. No ponto crítico, a pressão e a temperatura correspondentes são chamados de pressão crítica p_C e temperatura crítica T_C da mistura;
- **Envelope de fase (região de duas fases)** - A região delimitada pelas curvas de ponto de bolha e curva de ponto de orvalho, onde o gás e o líquido podem coexistir em equilíbrio;
- **Curva de ponto de bolha** - A curva de ponto de bolha é definida como a linha que separa a região da fase líquida da região de duas fases;
- **Curva de ponto de orvalho** - A curva de ponto de orvalho é definida como a linha que separa a região da fase vapor da região de duas fases.

2.1.0.2 Tipos de reservatório

Em geral, os reservatórios são convenientemente classificados com base na localização do ponto que representa a pressão inicial do reservatório e a temperatura em relação ao diagrama de pressão-temperatura do reservatório fluido. Assim, os reservatórios podem ser classificados em basicamente dois tipos. Estes são:

- **Reservatórios de petróleo** - Se a temperatura do reservatório T for inferior à temperatura T_C do fluido do reservatório, o reservatório é classificado como óleo. Dependendo da pressão inicial, os reservatórios de óleo podem ser subclassificados nas seguintes categorias:
 1. **Reservatório de óleo Subsaturado.** Se a pressão inicial do reservatório é maior do que o ponto de bolha, o reservatório é rotulado como subsaturado;
 2. **Reservatório de óleo saturado.** Quando a pressão inicial do reservatório é igual ou abaixo da pressão inicial de ponto de bolha do fluido do reservatório, este é chamado de reservatório de óleo saturado. A partir desse ponto, o reservatório é denominado reservatório de duas fases, no qual a fase do gás ou do vapor coexiste com uma fase do óleo.
- **Reservatórios de gás** - Se a temperatura do reservatório for maior do que a temperatura crítica do fluido do reservatório, em geral, este é considerado um reservatório de gás.

2.1.0.3 Reservatórios de óleo

Os óleos brutos cobrem uma ampla gama de propriedades físicas e composições químicas e muitas vezes é importante agrupá-los em grandes categorias de óleos relacionados. As classificações são essencialmente baseadas nas propriedades do petróleo bruto, incluindo propriedades físicas, composição, relação gás-óleo, aparência e diagramas de fase de pressão-temperatura. Em geral, os óleos brutos são comumente classificados nos seguintes tipos:

- **Black oil;**
- **Óleo de baixo encolhimento;**
- **Óleo cru volátil;**
- **Petróleo bruto quase crítico;**

Esses tipos de óleo estão representados nas figuras 2.1(a) a 2.1(d).

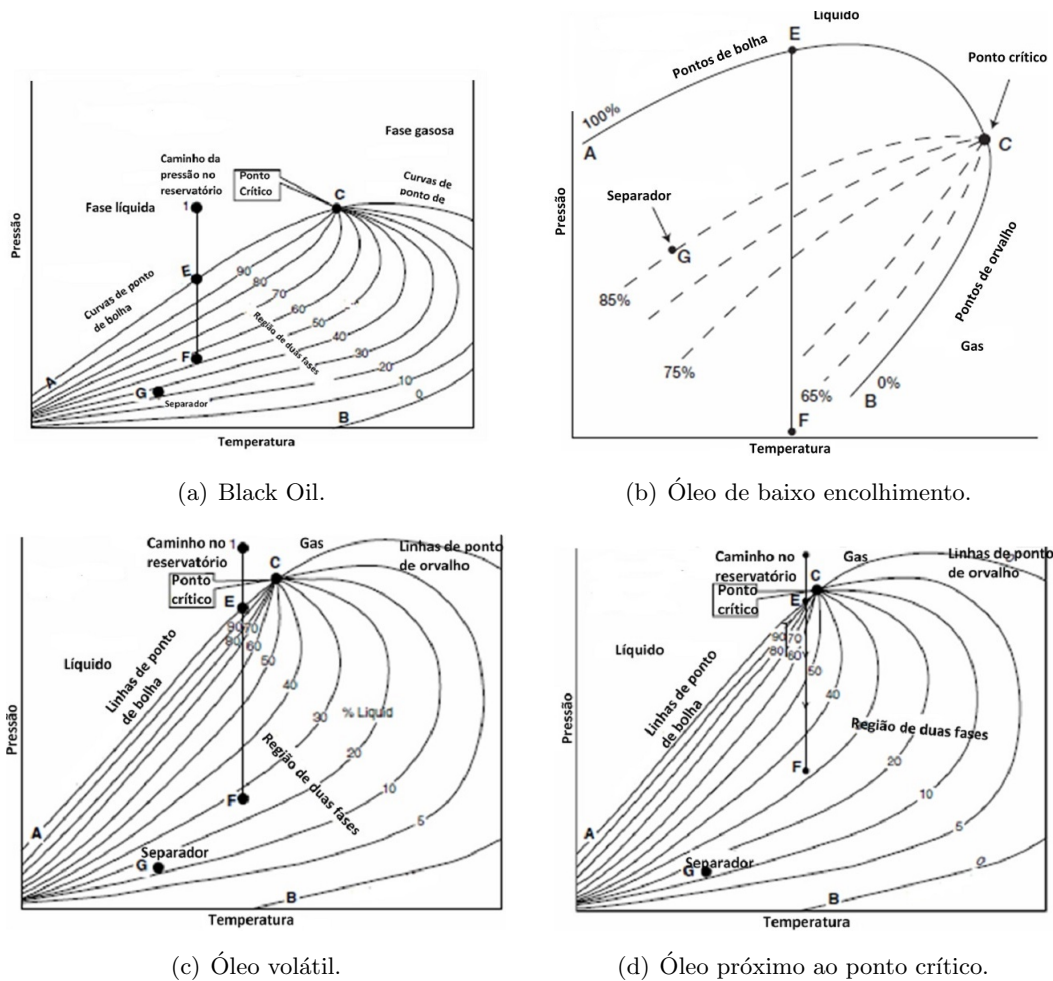


Figura 2.1: Tipos de reservatório de óleo (Adaptada de (AHMED; MEEHAN, 2012)).

2.1.0.4 Reservatórios de gas

Se a temperatura do reservatório for maior do que a temperatura crítica T_c do fluido do reservatório, este é considerado um reservatório de gás. Mais precisamente, em geral, se a temperatura do reservatório está acima da temperatura crítica dos hidrocarbonetos, o reservatório é classificado como um reservatório de gás natural. Com base em seus diagramas de fase e nas condições prevalentes no reservatório, os gases naturais podem ser classificados em quatro categorias:

- Condensado de gás retrógrado;
- Condensado de gás quase crítico;
- Gás úmido;

- Gás seco.

Nas figuras 2.2(a) a 2.2(d) encontramos diagramas esquemáticos dessas classificações.

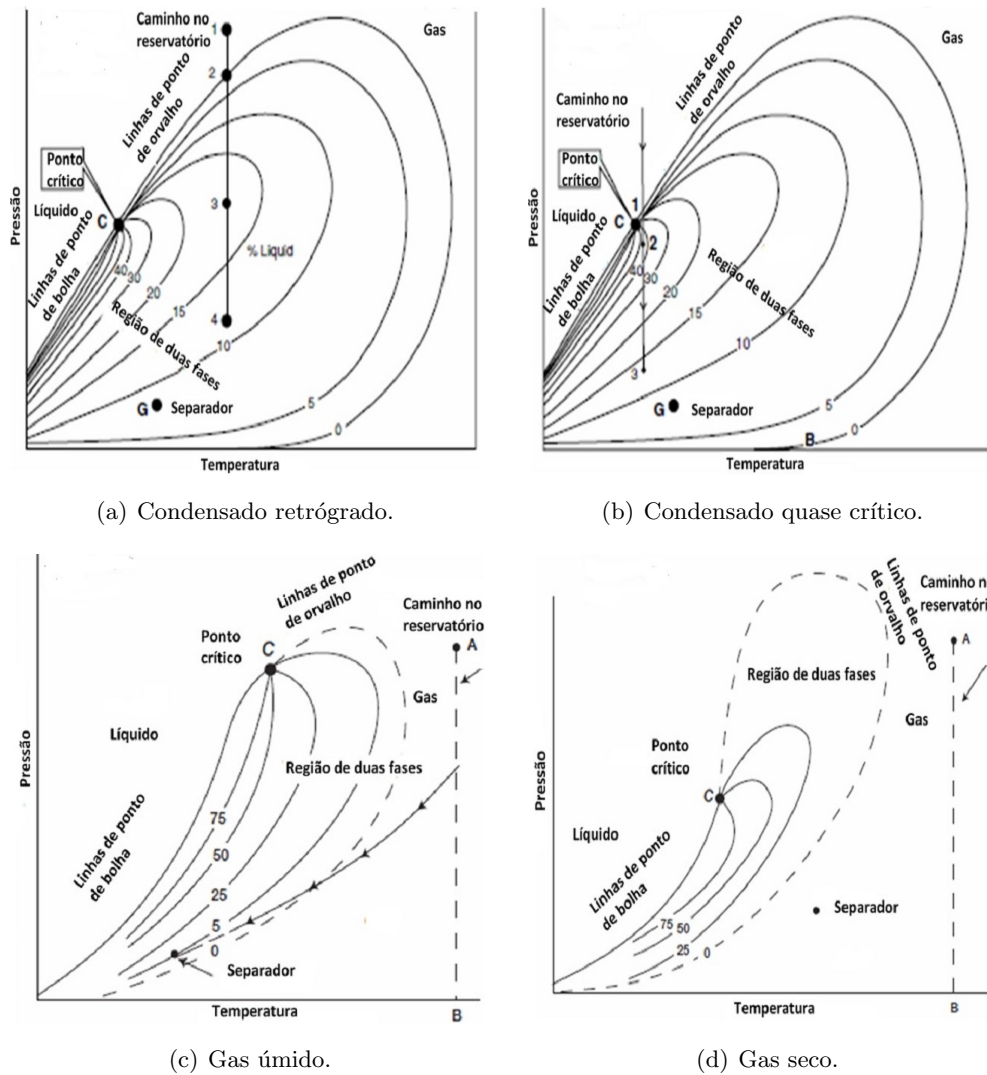


Figura 2.2: Tipos de reservatório de gas (Adaptada de (AHMED; MEEHAN, 2012)).

2.2 Meio poroso

2.2.1 Base matemática da simulação

As considerações seguintes servem como uma breve introdução à forma como os modelos de reservatório são construídos. As equações de fluxo de fluido que servem como a base para o modelo *black oil*, composicional, e outros modelos incluem:

- A conservação da massa - massa não pode ser criada nem destruída durante o fluxo de fluidos nos meios porosos;
- Lei de Darcy - a correlação entre queda de pressão e vazão resultante; no entanto, fluxos que não seguem a lei de Darcy podem ser incorporados nos modelos de reservatório;
- Propriedades de fluido PVT - inclui viscosidade do fluido, densidade, compressibilidade, solubilidade, fator de volume de formação e outros.

2.2.2 Equações de continuidade

Bear (BEAR; BACHMAT, 1990) propõe que uma descrição macroscópica de um fenômeno de transporte em um meio poroso deve começar a partir de alguns elementos da cinemática de contínuum. Depois de desenvolver as equações de equilíbrio no nível microscópico para as várias quantidades extensivas, o próximo passo é empregar regras de abordagem média para transformar essas equações de equilíbrio microscópico em macroscópicas.

Como não é a intenção nesse momento discutir elementos de cinemática de contínuum, devemos começar a discutir o equilíbrio microscópico e as equações constitutivas. Uma forma de derivar as equações constitutivas é usar a abordagem Euleriana, na qual focalizamos a atenção em um domínio finito fixo denominado volume de controle ou domínio de controle.

Seguindo o tratamento dado por Bear (BEAR; BACHMAT, 1990), na figura 2.3, temos o domínio U submetido a uma propriedade extensiva E , em uma única fase, delimitado pela superfície S . Essa propriedade está definida nas vizinhanças de um ponto arbitrário P , onde \mathbf{x} é o vetor de sua posição. O balanço instantâneo de E está mostrado na figura 2.3.

A equação que representa esse balanço pode ser escrita da seguinte forma:

$$\{\text{Taxa de acúmulo de } E \text{ em } U\} = \{\text{Fluxo de } E \text{ através de } S\} + \{\text{Taxa de produção de } E \text{ em } U\}$$

A taxa de acúmulo de E em U de volume Ω , com $e' = dE/d\Omega$ é expressa por:

$$\frac{\partial}{\partial t} \int_{\Omega} e' d\Omega = \left(\int_{\Omega} \frac{\partial e'}{\partial t} d\Omega \right) \quad (2.1)$$

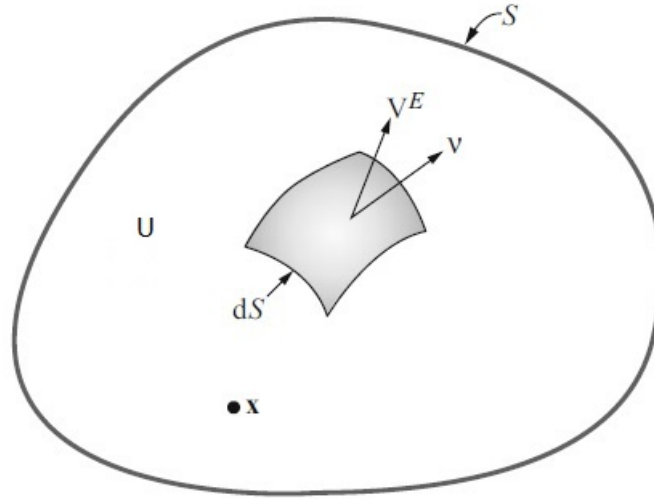


Figura 2.3: Balanço geral da propriedade E.

onde e' é a densidade de E , isto é a quantidade de E por volume da fase. O fluxo líquido de E em U através de S é:

$$- \int_S e' V^E \cdot \nu dS \quad (2.2)$$

Nessa equação ν é o vetor normal ao elemento de área dS e V^E denota a velocidade de E . O produto $e' V^E$ denota o fluxo de E , a quantidade de E passando através de de uma unidade de área da fase, por unidade de tempo.

A taxa líquida de produção de E em U , onde Γ^E é a taxa específica de geração de E , fica:

$$\int_{\Omega} \rho \Gamma^E d\Omega \quad (2.3)$$

Consolidando as equações 2.1, 2.2 e 2.3, obtemos:

$$\frac{\partial e'}{\partial t} + \nabla \cdot e' V^E - \rho \Gamma^E = 0 \quad (2.4)$$

onde ρ é densidade mássica da fase. A equação 2.4 é conhecida como balanço diferencial microscópico da propriedade extensiva E em um continuum.

Se E representa a massa numa fase, então, $e' = \rho$ e $\Gamma^E = \Gamma^m = 0$, pelo princípio de conservação de massa, e $V^E = V^m$. Dessa forma a equação 2.4 se torna:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \nabla \cdot eV^m \quad (2.5)$$

Para a modelagem de um meio poroso, não é necessária a aplicação das equações de conservação de momentum e de energia. Nield ([NIELD; BEJAN, 2017](#)) realiza uma discussão apropriada, justificando a não utilização da conservação de momentum na descrição de um meio poroso. Já Diersch ([DIERSCH, 2014](#)) descreve que, devido ao movimento geralmente lento do fluxo fluido em um meio poroso os efeitos inerciais na conservação de momentum em forma de aceleração local ou aceleração convectiva são negligenciáveis.

Se o escoamento é isotérmico, é mais claro o por que a equação de conservação de energia não deve ser levada em conta.

Em vista da equação de movimento, devemos aplicá-la à equação de continuidade. Agora, considerando que estamos lidando com um meio poroso podemos escrever a seguinte equação que representa o fluxo de um fluido monofásico dentro de um meio poroso com base no princípio da conservação de massa. Por uma questão de simplicidade, estamos também considerando o meio poroso como isotrópico, significando uma permeabilidade absoluta constante.

$$\frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} = -\nabla \cdot (\rho\mathbf{u}) + q \quad (2.6)$$

Nesta equação ϕ significa porosidade, \mathbf{u} é o vetor velocidade do fluido no meio e q representa uma fonte ou um sumidouro. Com base na mecânica dos fluidos, o número de Reynolds é o número adimensional que distingue se o regime de fluxo é laminar ou turbulento. Tomando o módulo da maior componente de \mathbf{u} , u_i e referindo-se à seção de passagem denominamos u_{ie} como descarga específica:

$$R_e = \frac{u_{ie} d}{\nu} \quad (2.7)$$

Nesta equação, sendo u_{ie} a descarga específica, significa a taxa de vazão por área (Q/A). O número de Reynolds deve ser referenciado a uma dimensão característica. No caso de um meio poroso, essa dimensão está relacionada ao diâmetro dos grãos. De acordo com Bear ([BEAR, 1972](#)), não há consenso sobre como definir essa dimensão para a matriz sólida dos meios porosos. No entanto, ainda de acordo com o autor, em praticamente todos os casos, a lei de Darcy é válida, contanto que o número de Reynolds com base no diâmetro médio de grãos não exceda algum valor entre 1 e 10. Outros autores como Abulencia ([ABULENCIA; THEODORE, 2009](#)), consideram que o número de Reynolds seja simplesmente < 10 . A partir dessa consideração, a equação de velocidade básica formulada por Darcy pode ser aplicada:

$$\mathbf{u} = \frac{-K}{\mu} (\nabla p - \rho g \nabla z) \quad (2.8)$$

Nesta equação, K é a permeabilidade do meio, μ a viscosidade do fluido, ∇p o gradiente de pressão, ρ a densidade, g a aceleração da gravidade e ∇z o gradiente de coordenada z . Substituindo esta equação em 2.6, temos:

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} = \frac{(\rho K)}{\mu} \nabla \cdot (\nabla p - \rho g \nabla z) + q \quad (2.9)$$

2.2.3 Regras de aproximação média

Bear (BEAR, 1972) descreve que, tipicamente, um domínio de meio poroso envolve uma fase sólida e uma fase líquida única, ou uma fase sólida, uma fase gasosa e uma ou duas fases líquidas. Neste trabalho, cada fase e seu comportamento serão descritos como um continuum que ocupa todo o domínio. Para fazer isso, e transformando as equações de equilíbrio microscópico de grandes quantidades em equações para todo o domínio, precisamos seguir certas regras.

Com o conceito indicado acima, algumas descrições das propriedades geométricas dos meios porosos são exigidas. Bear (BEAR, 1972) sugere que uma aproximação possível de conseguir possa ser baseada na introdução de alguma caracterização estatística da matriz contínua.

Um conceito importante é o de partícula. Uma partícula é um conjunto de muitas moléculas contidas em um pequeno volume. Seu tamanho é muito maior do que o caminho médio livre de uma única molécula. Deve, no entanto, ser suficientemente pequeno em comparação com o domínio de fluido considerado que, através da média das propriedades de fluxo e dos fluidos sobre as moléculas incluídas nele, valores significativos, ou seja, os valores relevantes para a descrição de propriedades globais dos fluidos, serão obtidas. Estes valores são então relacionados com algum centroide da partícula. Então, em qualquer ponto do domínio ocupado pelo fluido, tem-se a partícula possuindo propriedades dinâmicas e cinemáticas definidas.

Associado com o tamanho da partícula está o volume elementar dessa partícula. Para se determinar esse aspecto, experimentos podem ser realizados com sucessivamente volumes menores. Sendo o fluido homogêneo, a razão entre a massa e o volume considerado ficará constante até que esse volume alcance a magnitude da distância média entre as moléculas ou a média do caminho livre entre elas. Ao discutir um meio poroso, devemos nos referir a um critério universal que se baseia nas características mensuráveis de qualquer meio poroso, e que determina para qualquer um desses meios, uma gama de volumes médios de tal forma que dentro deles, tais características permanecem. Um volume médio que

pertence a esse intervalo é considerado um volume elementar representativo, *REV*.

É conveniente definir-se a porosidade média volumétrica. Neste caso pode se considerar como sendo a razão entre o volume de vazios e o volume total da partícula. Quando o volume considerado da partícula aproxima-se do volume de um poro simples, observa-se que a porosidade do meio assume valores que variam bastante, impondo desta forma um volume mínimo considerado para a partícula.

A partir desta discussão, é importante definir a porosidade volumétrica média, ϕ . Esta propriedade é considerada como a relação entre o volume de espaços vazios e o volume total.

$$\phi = \frac{\text{Volume de vazios}}{\text{Volume total}} \quad (2.10)$$

De forma esquemática, na figura 2.4 apresentamos a matriz sólida porosa.

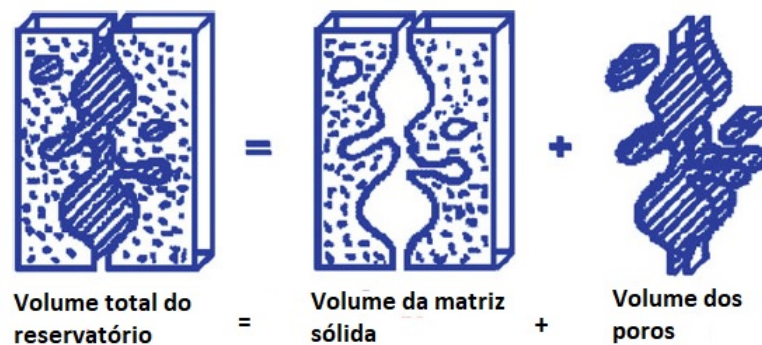


Figura 2.4: Representação de um sólido poroso (Adaptada de (HU et al., 2017)).

2.2.4 Energia do escoamento

Os reservatórios de petróleo ou gás são formações subterrâneas que contêm essas substâncias no interior dos seus poros. Através das forças de flutuação e capilaridade esse material poderia migrar, tendendo a sair do meio, até a superfície. Assim, é necessária a existência de uma camada impermeável que evite a migração e permita a acumulação. Pode se identificar 4 tipos diferentes de energia atuando nos reservatórios:

- Energia de compressão do óleo, da capa de gás ou da água no reservatório;
- Energia gravitacional do óleo na parte superior do reservatório se comparado com as partes inferiores;
- Energia de compressão e dissolução do gás no óleo;

- Energia de compressão da água em reservatórios contíguos ou se intercomunicando com o reservatório de óleo.

Das fontes listadas, a terceira é a mais importante, e quando essa energia é suficientemente elevada, o óleo ou o gas podem aflorar na superfície às custas da própria energia do reservatório, caracterizando a surgencia.

2.2.5 Justificativa das aproximações

A descrição que damos nesta sub-seção é a de Bear (BEAR, 1972).

Uma forma de definir com um máximo de simplicidade um meio poroso, seria denomina-lo um sólido com orifícios, conectados através de pequenos condutos de maneira randômica ou regular. Por ser muito abrangente, seriam necessárias acrescentar algumas características.

O meio poroso é um meio heterogêneo, onde pelo menos uma fase não está no estado sólido. A fase sólida é a matriz do meio poroso, e o espaço não ocupado pela matriz sólida é dito vazio. A fase sólida deve estar distribuída através do meio poroso dentro do domínio ocupado pelo meio poroso. Uma característica essencial de um meio poroso é possuir uma elevada superfície específica. Pelo menos alguns dos poros dos espaços vazios necessitam estar interconectados, resultando na definição do espaço efetivo dos poros. Sob o ponto de vista do escoamento, os poros não conectados podem ser considerados pertencentes à matriz sólida.

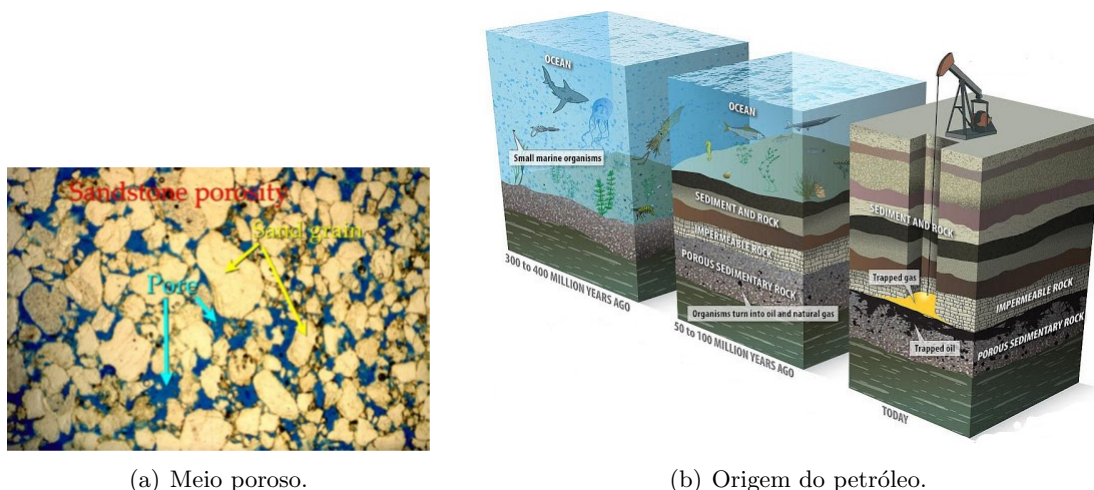


Figura 2.5: Diagrama de um reservatório de petróleo (Adaptada de figura obtida via Google).

Estes aspectos ajudam a entender por que não se consegue descrever de maneira exata a geometria da superfície interna da matriz sólida onde ocorre o escoamento no meio poroso. É bem conhecida a dificuldade em descrever o problema relativo ao movimento de um

fluido sob o ponto de vista molecular. Em vez de tratar os problemas, digamos de movimento fluido, em nível molecular, pode-se adotar uma abordagem diferente, estatística por natureza, para obter informações sobre o movimento de um sistema composto por muitas moléculas. Pela abordagem estatística diz-se que os resultados de uma análise ou uma experiência são apresentadas apenas em formas estatísticas. Isto significa que se pode determinar o valor médio de medições sucessivas, mas não se pode prever com certeza o resultado de uma única medida no futuro. Neste contexto, uma "experiência" significa, por exemplo, a posição de uma certa molécula em um determinado momento. Mecânica Estatística é uma ciência analítica pela qual as propriedades estatísticas do movimento de um número muito grande de moléculas (ou de partículas em geral) podem ser deduzidas das leis que regem o movimento das moléculas. Ao abandonar o nível molecular de tratamento para a descrição do fenômeno, o *approach* estatístico fica conhecido como *approach* macroscópico. No entanto, isso ainda não é suficiente para lidar com o fenômeno de escoamento em um meio poroso. Arbitrariamente, portanto, escolhe-se tratar o nível de fluido continuum como nível microscópico.

Com a discussão até aqui levou-se o tratamento do fenômeno físico do nível molecular para o nível microscópico. Para cada partícula interna ao meio poroso sólido pode-se definir propriedades físicas, dinâmicas e cinemáticas. Poderia se pensar em utilizar as equações de Navier-Stokes para descrever o escoamento de um fluido viscoso e determinar a distribuição de velocidades do fluido nos vazios, satisfazendo determinadas condições de contorno e, digamos, a condição de velocidade quase nula nas interfaces sólido líquido. Contudo, é ainda praticamente impossível descrever com precisão matemática a complexa geometria das superfícies que contornam e delimitam o domínio onde ocorre o escoamento dentro da matriz sólida do meio poroso. Consequentemente qualquer solução por meio desse *approach* deve ser evitada. Para superar tais dificuldades é necessário recorrer-se a um nível de detalhe menor e mais, digamos, grosseiro para se obter as médias estatísticas, o nível macroscópico. Apesar de se manter o *approach* do continuum, está-se a um nível mais elevado.

A aplicação do *approach* do continuum à dinâmica de fluidos em meio poroso introduz a necessidade de definir parâmetros médios macroscópicos para acomodar os fenômenos observados e habilitar a passagem do mundo microscópico para o macroscópico. Esses parâmetros médios são, a já descrita porosidade, além de outros como permeabilidade, mobilidade etc. Seria teoricamente possível deduzir tais parâmetros. No entanto, para fins práticos eles devem ser obtidos através de experimentos reais onde os vários fenômenos relacionados a estes parâmetros são relatados.

Conforme discussão anterior, devido à sua complexidade, a matriz sólida não pode ter sua geometria descrita elaborando equações que descrevem a superfície que envolve os pequenos condutos capilares. Uma das alternativas é realizar experimentos e determinar propriedades macroscópicas médias, tais como porosidade e superfície específica. Um outro *approach* que pode ser aplicado para obter uma descrição mais detalhada da matriz sólida, é pela introdução de algumas características estatísticas dessa matriz. Uma dessas

características é a distribuição de tamanho de partículas. De início, esse título já introduz uma dificuldade pois as partículas não são sólidos geométricos regulares. Os métodos mais empregados para medir a distribuição de tamanho de partículas é o peneiramento, para partículas maiores que aproximadamente 0,06 mm e a análise hidrométrica para partículas menores. No primeiro método, mede-se a habilidade das partículas em atravessar os orifícios tamanho padrão de uma peneira. Na análise hidrométrica mede-se o diâmetro equivalente de uma esfera que decanta na água, estando à mesma velocidade da partícula. O resultado de ambos é uma distribuição por tamanho de grãos. Outra característica é a distribuição do tamanho dos poros. Uma forma de definir essa característica é eleger um diâmetro δ de um poro em um ponto do espaço do poro dentro do meio poroso como sendo a maior esfera que contém esse ponto, mas que ainda permanece inteiramente dentro do espaço do poro. Usualmente é conveniente visualizar os orifícios como pequenos tubos capilares circulares. O diâmetro desses tubos capilares é suficientemente pequeno para que as forças interfaciais das moléculas sejam significantes, gerando o efeito conhecido como pressão capilar. Fluidos distintos interagem de forma diferente com o material desses dutos capilares. Utilizando-se conceitos como molhante e não-molhante para designar os fluidos com maior e menor interação com o meio, é possível se obter expressões analíticas para δ e para a função de distribuição $D(\delta)$.

Uma das poderosas ferramentas de investigação de fenômenos em sistemas complexos é o modelo conceitual, o qual é empregado em todos os ramos da física. De acordo com esse *approach*, um fenômeno ou sistema físico complicado, no qual o tratamento matemático se torna praticamente impossível, é então substituído por um outro fenômeno fictício mais simples, tornando a abordagem matemática mais amena e amigável. Uma observação necessária é que, nesse contexto, modelo não significa um protótipo em escala reduzida. Aqui o termo é usado para denotar uma maneira simplificada de visualizar um fenômeno que não pode ser observado diretamente microscopicamente, mas para o qual as excitações e respostas macroscópicas podem ser observadas e mensuradas. Um modelo pode ser uma representação de um objeto, como visualizar um meio poroso como um sistema de tubos capilares interconectados, ou de um processo, como visualizar o movimento de um marcador no fluxo através de meios porosos como um vó tridimensional aleatório de partículas do marcador.

Seguindo o caminho até aqui sugerido, para tornar o modelo de meio poroso mais ameno ao tratamento matemático, mas que não deixe de incorporar as principais características de um meio poroso, e, considerando como objetivo a análise do fluxo através do espaço poroso, deve-se introduzir premissas e restrições com respeito ao fluido e regime de escoamento no modelo. O modelo proposto é o de Bear ([BEAR; BACHMAT, 1990](#)), onde visualiza-se o espaço vazio do meio poroso como composto por uma rede espacial de passagens randômicas interconectadas (canais ou tubos) de comprimentos variáveis, seções transversais, orientações e junções onde os canais se encontram; no mínimo, três canais se encontram em cada junção. A principal diferença entre canal e junção é que o primeiro tem forma alongada, enquanto uma junção não tem direção definida no espaço. Os canais

e junções tem mais ou menos uma distribuição espacial uniforme. A matriz sólida porosa é assumida ser rígida e não interage com o fluido que preenche o espaço vazio.

No modelo, o fluido satura completamente o meio poroso e é assumido ser quimicamente inativo, viscoso, newtoniano, podendo sua densidade e viscosidade variar ponto a ponto como resultado da variação das condições. O regime de fluxo é considerado laminar. As forças ativas são aquelas devido à pressão, gravidade e cisalhamento resultantes da viscosidade do fluido. Também é assumido que nesse modelo o fluido perde energia somente durante a passagem através dos canais estreitos e não enquanto passa de um canal para o outro através de uma junção. Assim, a rede de canais conectados entre si por cruzamentos produz gradientes médios de pressão, densidade, viscosidade e concentração definida em qualquer volume elementar que inclui um número suficientemente grande de canais e junções. Estes gradientes médios são praticamente independentes da forma geométrica de um único canal dentro do volume elementar. Por outro lado, os desvios locais da média (assumido ser muito menor do que a média em si) em pontos dentro do espaço vazio dependem fortemente da geometria local da matriz sólida.

2.2.6 Tensão interfacial e pressão capilar

2.2.6.1 Tensão interfacial e molhabilidade

Prosseguindo dentro da abordagem de Bear (BEAR, 2018), quando um líquido entra em contato com outra substância, por exemplo, um outro líquido imiscível, desenvolve-se uma energia interfacial entre as superfícies livres. A tensão interfacial ocorre por conta das diferentes forças de atração intermolecular nas diferentes substâncias. Dadas às diferentes afinidades das substâncias com a matriz sólida porosa, e considerando a tensão interfacial entre duas substâncias, tem-se que as interfaces formam ângulos entre si, considerando a superfície sólida como referencial. Por convenção, esse ângulo θ é tal que $0^\circ < \theta < 180^\circ$. Considerando α_1 e α_2 as tensões interfaciais das substâncias com o sólido e $\alpha_{1,2}$ a tensão interfacial entre as duas substâncias tem-se que:

$$\frac{\alpha_1 - \alpha_2}{\alpha_{1,2}} = \cos \theta \quad (2.11)$$

O ângulo θ é denominado como ângulo de contato. Uma conclusão importante da expressão acima é que o lado esquerdo não pode ser maior que 1. Neste caso, não haveria equilíbrio e o líquido se espalharia sobre o sólido. Este fato leva ao conceito de molhabilidade de um sólido por um líquido. A substância que forma um ângulo de tal forma que $\theta < 90$, é dita como sendo o fluido molhante.

Um aspecto importante envolvendo tensão interfacial e molhabilidade é que a interface fluido-fluido pode ter comportamento distinto, a depender do que esteja ocorrendo na superfície do sólido, se determinada interface está avançando ou recuando. A este fenômeno dá-se o nome de histerese. Outro aspecto importante é que, numa mistura de dois fluidos, o fluxo de qualquer um só será possível se o filme desse fluido é contínuo através das superfícies capilares.

Blunt (BLUNT; ZHOU; FENWICK, 1995), numa abordagem mais específica, apresentam o conceito de coeficiente de espalhamento inicial, definido pela expressão:

$$C_s = \sigma_{gw} - \sigma_{go} - \sigma_{wo} \quad (2.12)$$

Na equação 2.12 C_s representa o coeficiente de espalhamento inicial e os parametros σ as tensões interfaciais entre as tres fases presentes, gas (g), óleo (o) e água (w).

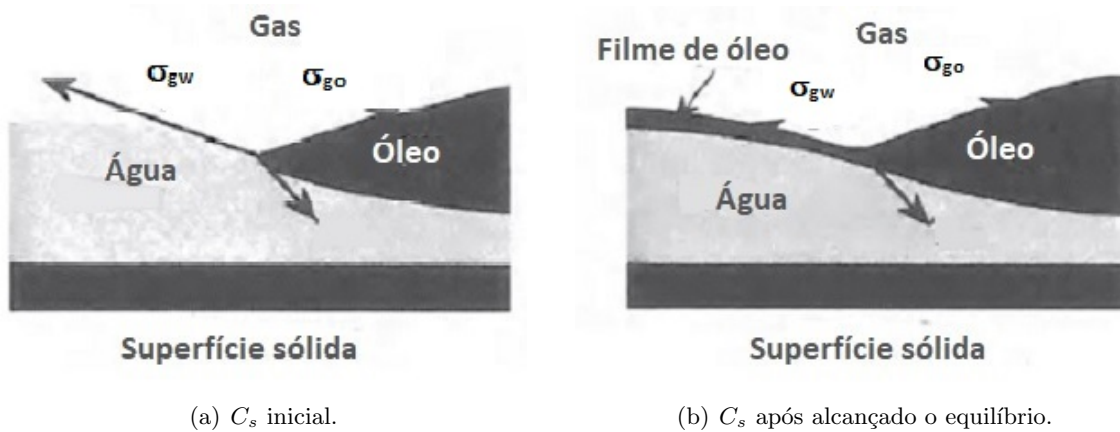


Figura 2.6: Coeficientes de espalhamento (Adaptada de (BLUNT; ZHOU; FENWICK, 1995)).

Na figura 2.6(a), $C_s > 0$ e o óleo fica entre a água e o gas, mas a linha de contato entre as tres fases é instável, fazendo com que se espalhe sobre a água. No entanto, Blunt (BLUNT; ZHOU; FENWICK, 1995) descreve que muitos hidrocarbonetos possuem coeficiente inicial positivo, mas após alcançada uma condição inicial de equilíbrio, o coeficiente de espalhamento pode se tornar negativo $C_s < 0$ como mostra a figura 2.6(b), onde um fino filme de espessura aproximadamente molecular se mantém entre a água e o gas. Isso demonstra que a adição da terceira fase acaba por modificar a grandeza das forças interfaciais entre a água e o gas.

Esquemáticamente, temos na figura 2.7 um meio poroso de perfil cilíndrico. Sendo a água o fluido molhante ela ocupa a concavidade cilíndrica do poro. O óleo é o intermediário molhante formando um filme de espessura t , enquanto o gas, sendo o fluido não molhante ocupa o centro do cilindro.

Aplicando a equação de Young-Laplace A.3 podemos obter expressões para as pressões

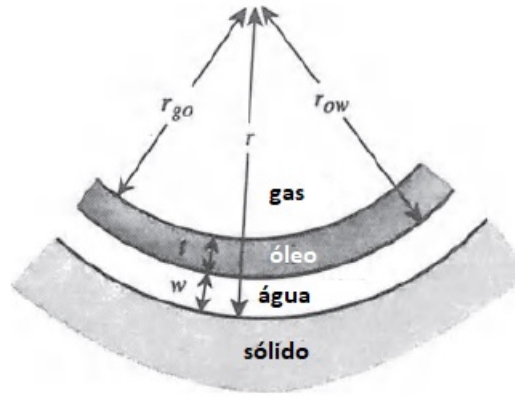


Figura 2.7: Tres fases numa região cilíndrica de um poro (Adaptada de (BLUNT; ZHOU; FENWICK, 1995)).

capilares óleo-água P_{cow} e óleo-gás P_{cog} .

$$P_{cow} = \Pi_w(w) - \Pi_o(t) + \frac{\sigma_{ow}}{r_{ow}} \quad (2.13)$$

$$P_{cog} = \Pi_o(t) + \frac{\sigma_{og}}{r - t - w} = \Pi_o(t) + \frac{\sigma_{og}}{r_{og}} \quad (2.14)$$

Nessas equações, w e t são as espessuras dos filmes de água e óleo, r_{go} é o raio da curvatura da interface gás-óleo e Π_o e Π_w são as pressões de separação que levam em conta as forças intermoleculares necessárias para desunir o óleo e o gás respectivamente. O equilíbrio entre essas forças é responsável por determinar as espessuras dos filmes w e t e por formar um filme estável.

A determinação dos valores das tensões interfaciais envolvem complexas considerações fora do escopo desse trabalho e podem ser vistas com mais detalhes em Ginzbourg (GINZBOURG; ADLER, 1995).

2.2.6.2 Pressão capilar

Muitos estudos tem sido elaborados em um esforço para determinar a distribuição dos fluidos em um meio poroso, no entanto, Hassanizadeh (HASSANIZADEH; GRAY, 1993) destaca que a principal ferramenta para caracterizar a natureza desta distribuição é ainda empírica e se baseia nas relações entre a pressão capilar e a saturação do fluido $p_c = p_c(S_w)$. Em que pese a pressão capilar ter um papel significativo na descrição multifase de um meio poroso, variados aspectos como, imiscibilidade, viscosidade, tensão superficial, mo-

lhabilidade da superfície sólida, distribuição de tamanho dos grãos, heterogeneidades em microescala e em macroescala acabam agrupados no fator $p_c(S_w)$.

Alguns estudos são baseados na relação microscópica da pressão capilar em tubos ou poros de geometria muito simples. As equações resultantes são, portanto, apenas uma extrapolação dessas relações microscópicas para a macroescala. Além disso, estudos experimentais muitas vezes examinam apenas condições de equilíbrio e os resultados desses estudos são meramente assumidos para aplicar em condições dinâmicas.

Em um capilar preenchido com dois fluidos imiscíveis, as interfaces podem se formar entre os dois fluidos e entre cada um dos fluidos e o sólido. Esses três tipos de interface são retratados na figura 2.8. Além disso, a curva onde as três interfaces cruzam a linha comum ou linha de contato, também é indicada na figura 2.8. Considerando um poro genérico como um capilar figura 2.8, e fazendo um balanço de momentum para as forças tangenciais e normais:

$$\nabla \cdot \sigma_{nw} = -(\nabla \cdot \tau_{nw}) \cdot \mathbf{I} \quad (2.15)$$

$$- \sigma_{nw}(\nabla \cdot \mathbf{N}) + (p_{nw} - p_w) = -(\nabla \cdot \mathbf{N}) \quad (2.16)$$

Nesse contexto os subscritos w e nw significam molhante e não-molhante respectivamente. Nessas equações, σ_{nw} , \mathbf{N} , p_α , τ_{nw} e \mathbf{I} significam tensão interfacial, vetor unitário normal, forças interfaciais viscosas e tensor identidade respectivamente. Na equação 2.16, o termo $\nabla \cdot \mathbf{N}$ pode ser representado como o raio de curvatura médio R . Reescrevendo a equação 2.16:

$$- \frac{2\sigma_{nw}}{R} + (p_{nw} - p_w) = -(\nabla \cdot \mathbf{N}) \quad (2.17)$$

A partir da análise realizada por Hassannizadeh (HASSANIZADEH; GRAY, 1993), onde pode ser verificada a transição de uma superfície inicialmente horizontal para a condição onde um tubo capilar foi inserido, temos que a equação 2.15 se reduz a $\nabla \cdot \sigma_{nw} = 0$ pois a superfície não estando em movimento $\tau_{nw} = 0$, e não há forças viscosas em ação. A equação 2.16, na ausência de forças viscosas e mais $\nabla \cdot \mathbf{N} = 0$ pelo fato da superfície ser horizontal, fica reduzida a $p_{nw} - p_w = 0$. Por conta da superfície sólida ser preferencialmente molhada pela fase w , $\sigma_{ws} > \sigma_{nws}$.

Como mostrado na figura 2.9(a) e 2.9(b), no momento em que o tubo capilar toca a superfície horizontal o equilíbrio existente se desfaz. As forças agindo na linha comum farão com que a interface se distorça e mova-se para cima, formando uma superfície côncava quando vista de cima. A curvatura da interface então vai requerer que um

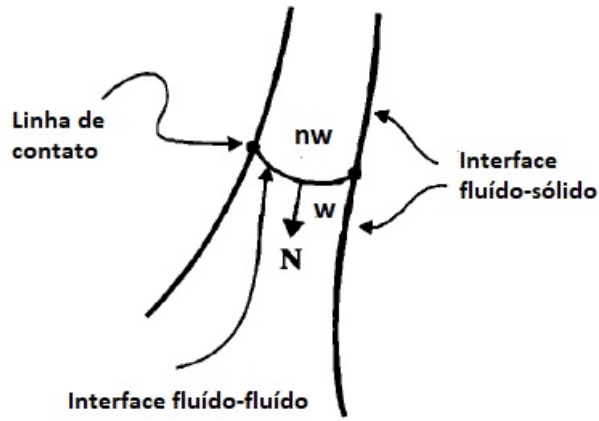


Figura 2.8: Representação genérica de um poro.

novo diferencial de pressão se estabeleça para restaurar uma nova condição de equilíbrio. Quando o novo equilíbrio se estabelecer a equação 2.15 se torna $\nabla \cdot \sigma_{nw} = 0$, e a equação 2.16:

$$p_{nw} - p_w = \frac{2\sigma_{nw}}{R} \tag{2.18}$$

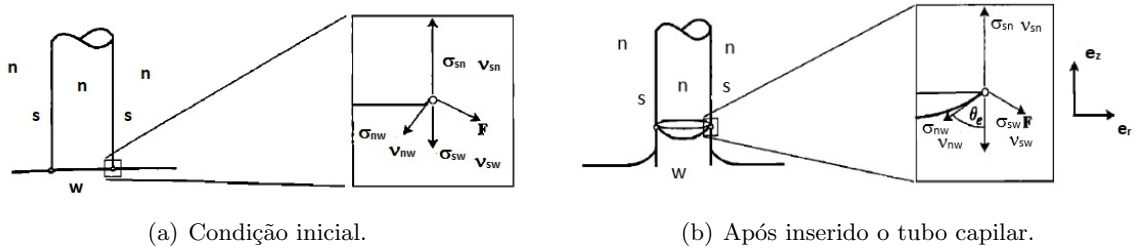


Figura 2.9: Contato de superfície horizontal com tubo capilar (Adaptada de (HASSANIZADEH; GRAY, 1993)).

A equação 2.18 pode ser aplicada a uma superfície com uma curvatura qualquer. Sendo a superfície esférica e o tubo capilar tendo uma seção cilíndrica chegamos à condição $r = R \cos\theta$, e a equação 2.18 se torna:

$$p_c = p_{nw} - p_w = \frac{2\sigma_{nw}}{r} \cos\theta \tag{2.19}$$

Estas equações estão de acordo com a aproximação proposta por Bear (BEAR, 1972), quando dois fluidos estão em contato nos interstícios de um meio poroso, a pressão capilar pode ser entendida como um efeito de descontinuidade da pressão na interface que

os separa. A magnitude deste efeito depende da curvatura da interface que os separa. Considerando que um dos dois fluidos é o molhante (*wetting*) e o outro é o não molhante (*nowetting*), o efeito da capilaridade pode ser mensurado como:

$$p_c = p_{nw} - p_w \quad (2.20)$$

Caso conheçamos a tensão interfacial σ_{nw} , e tomando como referência um raio médio de curvatura R , podemos usar a equação 2.18.

Um aspecto importante e descrito por Bear (BEAR, 2018) é a dependência da curva da pressão capilar no histórico da drenagem e umedecimento de uma amostra. Esse fenômeno ficou denominado como histerese. Os efeitos que contribuem para isso são resumidamente descritos a seguir.

- Efeito "ink-bottle". Durante a drenagem e reumidificação meniscos tendo o mesmo raio de curvatura ocorrem em diferentes poros, produzindo a mesma pressão capilar para diferentes saturações do fluido molhante. Com a continuidade da drenagem do fluido molhante, o raio de curvatura $nw - w$ diminui e na parte mais estreita da garganta a curvatura do menisco não pode continuar a aumentar, e salta para a garganta mais próxima.
- Efeito "raindrop". Ocorre devido ao ângulo de contato ser maior que a linha de avanço da interface $w - nw$.
- Efeito "entrapment". Durante a drenagem e a reumidificação algum fluido não-molhante pode ficar preso e ficar imóvel.

Costuma-se chamar o processo de umidificação pelo fluido molhante como imbibição.

Em um meio poroso real, os termos das equações acima têm o significado de média estatística tomada no espaço vazio na vizinhança do ponto considerado no meio poroso. A compreensão das simplificações efetuadas é fundamental para a análise mais consistente do fenômeno que está sendo observado. Dentro do poro, p_c depende localmente de σ_{nw} e R , o qual é de ordem de magnitude do tamanho do poro. Portanto, p_c depende da geometria dos espaços vazios, expressos em termos da distribuição de tamanho de poros, da natureza do sólido e fluidos, expressos em termos do ângulo θ , e do grau de saturação S_w .

Como já discutido anteriormente, no meio poroso natural, a geometria do espaço vazio é extremamente irregular e complexa, não podendo ser descrita analiticamente. Uma sugestão seria obter a forma geométrica da interface integrando toda a interface através de valores para r' e r'' que seriam os raios de curvatura dos planos ortogonais que compõem essa curvatura, satisfazendo a condição de que um mínimo de energia a ser consumida

na formação da superfície. Em vez disso, um modelo idealizado do espaço do poro pode ser adotado, por exemplo, um tubo capilar, de um raio constante ou um feixe de hastas circulares paralelas para que a relação $p_c = p_c(S_w)$ fosse talvez derivada. Obviamente, esta abordagem só pode indicar os efeitos de vários fatores, mas não consegue reproduzir a relação macroscópica $p_c = p_c(S_w)$ para qualquer meio real. Experiências laboratoriais são a única maneira de derivar essa relação para qualquer meio poroso dado. Várias expressões empíricas e semi-empíricas estão disponíveis na literatura, que tentam relacionar a pressão capilar a propriedades médias e fluidas e S_w , sendo a maioria deles baseados em um dos modelos de meio poroso idealizado.

Entre os modelos empíricos mais utilizados está o desenvolvido por Brooks e Corey (BROOKS; COREY, 1964) de acordo com a equação para drenagem primária:

$$p_{cd} = c_{wd} \left(\frac{S_w - S_{wR}}{1 - S_{wR}} \right)^{-a_{wd}} \quad (2.21)$$

Nessa equação c_{wd} é a pressão capilar quando $S_w \rightarrow 1$ e a_{wd} é relativo à distribuição de tamanho dos poros. Skjaeveland (SKJAEVELAND et al., 1998) destaca que essa equação é válida para um sistema onde a água é completamente o fluido molhante. Se não há uma predominância a equação 2.21 deveria ser escrita como:

$$p_{cd} = c_w \left(\frac{S_w - S_{wR}}{1 - S_{wR}} \right)^{-a_w} + c_{nw} \left(\frac{S_{nw} - S_{nwR}}{1 - S_{nwR}} \right)^{-a_{nw}} \quad (2.22)$$

Na equação 2.22 os termos c_{nw} e a_{nw} tem significado similar ao da equação 2.21.

2.2.6.3 Saturação dos fluidos

Referindo-se a Collins (COLLINS, 1976), o espaço vazio de um material poroso deve ser preenchido por um fluido, ou parcialmente, no caso de haver dois ou mais fluidos. Se são líquidos imiscíveis, enchem conjuntamente o espaço vago. Assim, torna-se muito importante saber o quanto do espaço vazio é ocupado por cada um dos fluidos.

A saturação em relação a qualquer fluido é definida como a fração do meio de volume vazio preenchido pelo fluido em questão. Designando o subscrito w como o fluido molhante, nós podemos escrever, por exemplo para o fluido molhante:

$$S_w = \frac{\text{Volume do fluido no meio}}{\text{Volume total de vazios}} \quad (2.23)$$

Numa abordagem mais aprofundada, Van Dijke (DIJKE; MCDOUGALL; SORBIE, 2001) define a saturação da fase α como sendo:

$$S_\alpha = \sum_{r=r_\alpha} V(r) f(r) \tag{2.24}$$

Onde r_α indica os poros ocupados pela fase α , $V(r)$ uma função do volume de poros e $f(r)$ uma função da distribuição de tamanhos dos poros. Em um trabalho voltado para a exploração de um determinado campo de produção é necessário determinar a distribuição média de tamanho dos poros e as tensões interfaciais entre as fases, nas condições do campo. Os autores verificaram que, ao determinar valores de tensões interfaciais e distribuição de tamanho, a função final da pressão capilar com a saturação é uma função complexa, como mostrado na figura 2.10(a), 2.10(b) e 2.10(c). Nessas figuras o comportamento da pressão capilar obtido em duas fases é relacionado ao comportamento quando temos tres fases presentes.

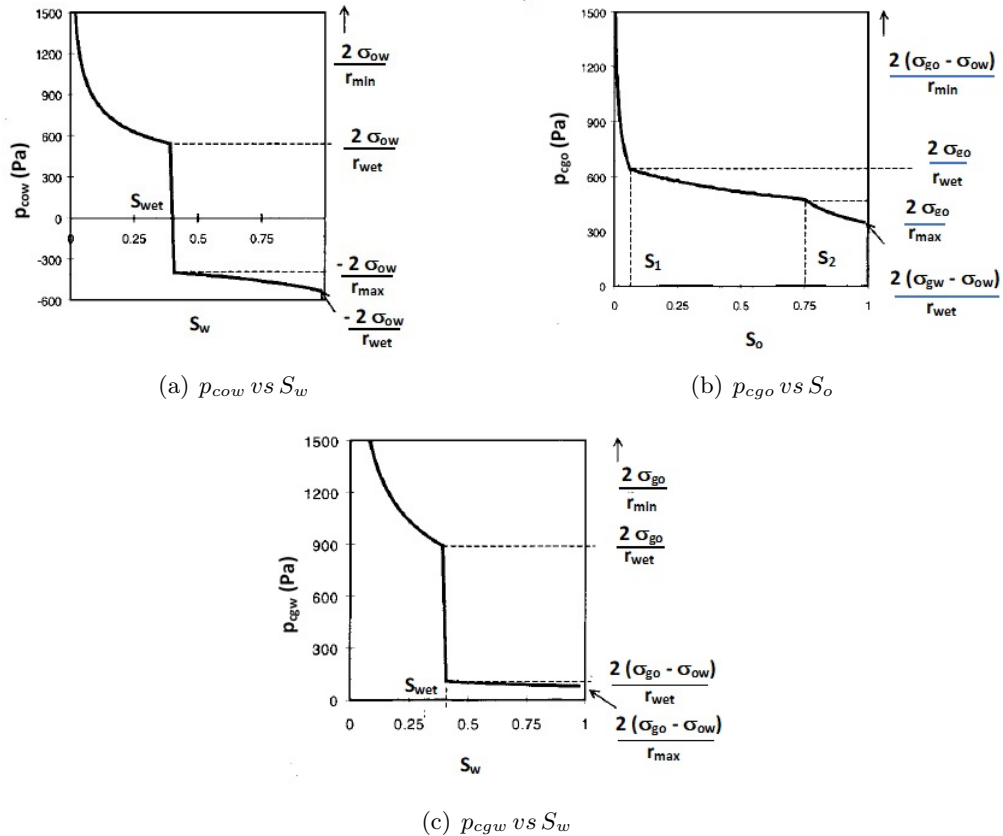


Figura 2.10: Pressões capilares vs saturações (Adaptada de (DIJKE; MCDOUGALL; SORBIE, 2001)).

Após considerar $V(r) \propto r^2$, as relações em 2 fases entre a pressões capilares e as saturações podem ser calculadas como:

$$S_{wet} = \sum_{r=r_{min}}^{r=r_{wet}} V(r) f(r) \quad (2.25)$$

$$S_1 = \sum_{r=r_{min}}^{r=r_1} V(r) f(r) \quad (2.26)$$

$$S_2 = \sum_{r=r_{min}}^{r=r_2} V(r) f(r) + \sum_{r=r_{wet}}^{r=r_{max}} V(r) f(r) \quad (2.27)$$

Em trabalho anterior, Lenhard (LENHARD; PARKER, 1987) já ressaltavam a importância de se obter os dados pressão capilar vs saturação com base em experimentos em duas fases e relacionando-os às tres fases. Van Dijke (DIJKE; MCDOUGALL; SORBIE, 2001) complementa ainda com a recomendação de, onde possível, utilizar dados mais específicos, obtidos a partir da formação estudada.

2.2.6.4 Permeabilidade Relativa

Collins (COLLINS, 1976) define como permeabilidade uma propriedade da rocha, que caracteriza o material poroso, como sendo o nível de facilidade com que um dado líquido fluirá através dos poros, uma vez aplicado um gradiente de pressão. Desta forma, a permeabilidade é a condutividade do fluido do material poroso. Embora a permeabilidade esteja associada à porosidade, uma elevada porosidade nem sempre significa alta permeabilidade, pois esta última tem a ver com a interconexão entre os poros.

O parâmetro que caracteriza a condutividade do fluido foi demonstrado pela primeira vez por Darcy em 1856. Sua equação foi reconhecida como lei de Darcy:

$$K = \frac{Q}{A(\Delta p/L)} \quad (2.28)$$

Nesta equação, Q é a taxa de fluxo em unidades de volume por tempo. De acordo com Bear (BEAR, 1972), para um fluido incompressível homogêneo, com a densidade ρ e viscosidade μ constante, nós podemos escrever a equação de movimento em um meio poroso em termos do head piezométrico:

$$\varphi = z + \frac{p}{\gamma} \quad (2.29)$$

Onde z é a cota de referência e γ o peso específico do fluido. A equação do movimento torna-se:

$$q = \frac{K_i \gamma}{\mu} \nabla \varphi \quad (2.30)$$

Nesta equação, o primeiro termo é a condutividade do fluido da equação de Darcy. O parâmetro K_i é a permeabilidade absoluta do fluido. Seguindo as regras de aproximação média, a permeabilidade deve ser determinada pela geometria da estrutura porosa de forma mais ou menos estatística. Collins (COLLINS, 1976) relata que algumas tentativas foram feitas para construir uma relação entre uma estrutura porosa com permeabilidade em uma revisão por Scheidegger¹.

Saraf (SARAF; MCCAFFERY, 1985) observa que a produção a partir de reservatórios de petróleo seja através de processos de recuperação primária, secundária ou terciária usualmente envolvem fluxo simultâneo de dois ou mais fluidos, vindo daí a necessidade de mensurar o parâmetro relacionado à condutividade do fluido, a permeabilidade. Segundo os autores, mesmo admitindo que existem métodos precisos para medir a permeabilidade, frequentemente é necessário usar dados de amostra de rocha representativa do reservatório. Havendo fluxo simultâneo de dois ou mais fluidos, é necessário determinar as permeabilidades dos fluidos molhante w e não molhante nw como função das respectivas saturações.

$$K_w = K_w(S_w) \quad e \quad K_{nw} = K_{nw}(S_{nw}) \quad (2.31)$$

Bear (BEAR, 2018) destaca que K_{nw} e K_w , denominadas permeabilidades efetivas, são coeficientes macroscópicos, e são propriedades da configuração geométrica da porção do espaço vazio ocupado por cada fluido. Para um meio poroso anisotrópico, cada uma dessas efetivas permeabilidades são um tensor simétrico de rank 2, de outra forma, sendo o meio isotrópico se tornam uma grandeza escalar.

Quando há pelo menos dois fluidos escoando simultaneamente (BEAR, 2018) aplica o conceito da permeabilidade relativa:

$$\kappa_{rw} = \frac{K_w(S_w)}{K_{sat}} \quad e \quad \kappa_{rnw} = \frac{K_{nw}(S_{nw})}{K_{sat}} \quad (2.32)$$

Onde K_{sat} é a permeabilidade quando $S_w = 1$. A permeabilidade relativa é um número adimensional, onde $0 \leq \kappa_{rw} \leq 1$ e $0 \leq \kappa_{rnw} \leq 1$. É um conceito conveniente e comu-

¹O autor original não cita a referência

mente usado quando se trata de escoamento multifásico principalmente em reservatórios de petróleo.

Honarpour (HONARPOUR, 2018) observa que o conceito permeabilidade relativa foi originalmente postulado por Muskat e Meres², sendo considerado uma extensão da lei de Darcy para sistemas de duas fases. Em sistemas como esse, a presença de um fluido impacta no escoamento do outro reduzindo sua permeabilidade, como mostrado na figura 2.11.

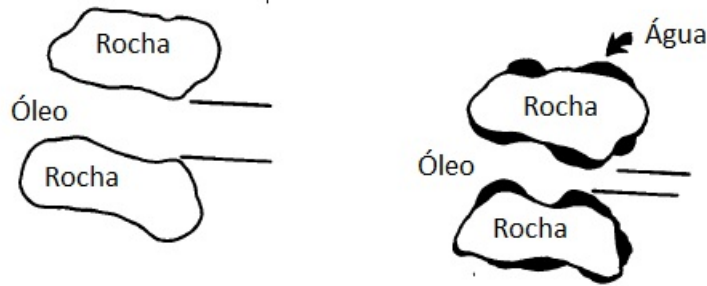


Figura 2.11: Óleo escoando em presença de água (Adaptada de (HONARPOUR, 2018)).

Van Dijke (DIJKE; MCDOUGALL; SORBIE, 2001) menciona que os principais parâmetros que aparecem nas equações que governam o transporte multifásico em meio poroso são as pressões capilares e as permeabilidades relativas. Essas quantidades, especialmente quando estão presentes as três fases, têm sido objeto de estudo pelos últimos 40 anos, embora muito ainda precisa ser compreendido sobre o comportamento de sistemas trifásicos. O problema ganha em complexidade se considerarmos que o meio poroso não possui uma molhabilidade uniforme.

Na realidade, estudos envolvendo permeabilidade remontam a um passado maior, e em 1927 Kozeny resolveu a equação de Navier-Stokes considerando o meio poroso um conjunto de canais de seções transversais variadas, mas com o mesmo comprimento, chegando à uma relação dependente de duas variáveis. Mais tarde em 1938 a equação foi adaptada para a dependência de uma única variável, passando a se chamar Kozeny-Carman. Essas equações são apresentadas a seguir:

$$K = \frac{c \phi^3}{\tau s^2} \quad e \quad K = \frac{\phi^3}{5 s_0^2 (1 - \phi^2)} \quad (2.33)$$

Nessas equações ϕ , τ , s e s_0 representam porosidade, tortuosidade, área superficial específica e área superficial específica exposta ao fluido respectivamente. Mais adiante, Burdine (BURDINE, 1953) verificou a importância do parâmetro saturação efetiva, e propôs que as permeabilidades relativas poderiam ser aproximadas pelas seguintes relações:

²O autor original não cita a referência

$$\kappa_{rw} = S_e^2 \frac{\int_0^{S_e} \frac{ds}{P_c^2}}{\int_0^1 \frac{ds}{P_c^2}}, \quad \kappa_{rn} = (1 - S_e)^2 \frac{\int_{S_e}^1 \frac{ds}{P_c^2}}{\int_0^1 \frac{ds}{P_c^2}} \quad e \quad S_e = \frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw}} \quad (2.34)$$

Uma vez obtida uma expressão algébrica $P_c = P_c(S_e)$ as equações em 2.34 poderiam ser avaliadas graficamente ou numericamente. Brooks e Corey (BROOKS; COREY, 1964) observaram que para uma grande variedade de solos, as integrais das equações 2.34 podiam ser aproximadas para S_e^2 e $(1 - S_e^2)$ repectivamente, gerando uma das expressões mais utilizadas na simulação de reservatórios para as permeabilidades relativas.

$$\kappa_{rw} = (S_e)^4 \quad e \quad \kappa_{rnw} = (1 - S_e)^2(1 - S_e^2) \quad (2.35)$$

Saraf (SARAF; MCCAFFERY, 1985) reescreve a equação 2.21 da seguinte forma:

$$S_e = \left(\frac{P_b}{P_c} \right)^\lambda \quad (2.36)$$

Sendo P_b uma característica do meio, a medida do máximo tamanho do poro e λ a medida da distribuição do tamanho dos poros. As equações 2.35 podem ser também reescritas:

$$\kappa_{rw} = (S_e)^{\left(\frac{2+3\lambda}{\lambda}\right)} \quad e \quad \kappa_{rnw} = (1 - S_e^2)(1 - S_e)^{\left(\frac{2+\lambda}{\lambda}\right)} \quad (2.37)$$

Quando o parametro $\lambda = 2$ as equações 2.37 e 2.35 se tornam identicas. Saraf (SARAF; MCCAFFERY, 1985) menciona que uma parcela grande das rochas possuem $2 \leq \lambda \leq 4$.

Muitos autores mencionam a dificuldade de se obter dados experimentais referentes a escoamentos tri-fásicos em meios porosos ((DELSHAD; POPE, 1989), (AZIZ; SETTARI, 1979), (LENHARD; PARKER, 1987), (DIJKE; MCDUGALL; SORBIE, 2001), (SKJAEVELAND et al., 1998), (SARAF; MCCAFFERY, 1985)e (HONARPOUR, 2018)). Na prática, muitos investigadores utilizam relações funcionais medidas em duas fases para sistemas, ar-organicos e organicos-água para estimar o comportamento dos fluidos em sistemas constituídos de tres fases. Quem primeiro sugeriu essa premissa foi Leverett em 1941. No trabalho de Lenhard (LENHARD; PARKER, 1987) são realizados experimentos demonstrando que dados obtidos em sistemas ar-organicos-água podem ser escalonados e utilizados em sistemas trifásicos contendo diferentes gases e organicos.

Em trabalho mais recente Honarpour (HONARPOUR, 2018) descreve as condições em que devem ser utilizados os dados de permeabilidade relativa como sendo:

Dados de permeabilidade relativa em condições de drenagem devem ser usados nas seguintes situações:

- Processos de EOR (Enhanced Recovery Oil) envolvendo a injeção de gas seco, gas de combustão e outro gases de reservatórios de onde se removeu água.
- Processos de inundação miscível nos quais gas de petróleo liquefeito (GLP) é injetado em reservatórios de onde se removeu água.
- Produção em reservatórios nos quais a saturação de água é superior a saturação residual ou irreduzível.

Dados de permeabilidade relativa em condições de imbibição devem ser usados nas seguintes situações:

- Reservatórios cuja produção se dá pelo mecanismo de *water drive*.
- Reservatórios desenvolvidos por injeção de água, assim como água contendo surfactantes, polímeros ou outros aditivos.
- Reservatórios desenvolvidos usando água para empurrar químicos. GLP, etc.

No trabalho de Honarpour ([HONARPOUR, 2018](#)) é apresentada uma classificação para os modelos matemáticos de permeabilidade relativa:

- Modelos capilares - São baseados na premissa que um meio poroso consiste de um feixe de tubos capilares. Por não considerar a natureza interconectada do meio poroso, frequentemente não fornece resultados realísticos.
- Modelos estatísticos - Possuem conceito similar ao anterior com algumas considerações adicionais, possuindo a mesma desvantagem.
- Modelos empíricos - São baseados em correlações empíricas propostas descrevendo experimentalmente as permeabilidades relativas e, em geral, tem produzido as aproximações mais bem sucedidas.
- Modelos em rede - São frequentemente baseados na modelagem do escoamento no meio poroso usando rede de resistores analógicos como em um computador analógico. São provavelmente a melhor ferramenta para entender o escoamento em um meio poroso.

Embora os modelos empíricos possam apresentar melhores dados representativos, existem muitos problemas associados aos experimentos e equipamentos necessários para a obtenção dos dados. A falta de padronização está entre essas dificuldades. Assim, na ausência de informações mais específicas, os modelos estatísticos acabam sendo bastante empregados. Entre esses modelos está o de Stone (DELSHAD; POPE, 1989), (AHMED; MEEHAN, 2012), (AZIZ; SETTARI, 1979), onde é utilizada a simplificação considerando que o comportamento bifásico água - óleo e gas - óleo é mantido quando estão presentes as tres fases. Em outras ocasiões, dados empíricos estão disponíveis e a relação permeabilidade - saturação é apresentada na forma de uma tabela, como no trabalho de Nghiem (NGHIEM et al., 1991).

2.2.7 Modelo de poço

Em um reservatório real, além do escoamento que ocorre internamente ao longo do meio poroso, ocorre também injeção e retirada de fluidos. É necessário então desenvolver um modelo que possa adequadamente descrever o escoamento que ocorre nessa porção do reservatório.

Ahmed (AHMED, 2010) descreve que o fluxo em meios porosos é um fenômeno muito complexo e como tal não pode ser descrito explicitamente como fluxo através de tubulações ou condutos. É bastante fácil medir o comprimento e o diâmetro de uma tubulação e computar a sua capacidade de vazão em função da pressão. Em meios porosos, no entanto, fluxo é diferente de tal forma que não há caminhos de fluxo claros que se prestam à medição.

As relações matemáticas que são projetadas para descrever o comportamento do fluxo de fluidos numa região específica do reservatório como um poço, são formas matemáticas que variarão consoante as características do reservatório. As características primárias do reservatório que devem ser consideradas incluem:

- Tipos de fluidos do reservatório;
- Regime de fluxo;
- Geometria do reservatório;
- Número de fluidos que fluem no reservatório.

Abordando este tema, há muitos trabalhos elaborados em que se busca descrever o comportamento do poço dentro do reservatório. Dentre estes trabalhos temos o de Chen (CHEN, 2007), Dake (DAKE, 1998) e Donnez (DONNEZ, 2007).

Esquemáticamente, um poço vertical é de acordo com a figura 2.12.

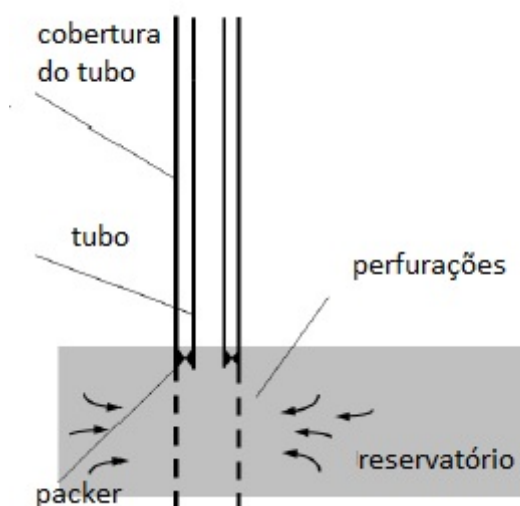


Figura 2.12: Diagrama genérico de um poço vertical.

Os poços são elementos integrantes do reservatório, mas possuem uma dinâmica diferente daquela que representa o escoamento no reservatório. Daí a necessidade de se buscar o modelo que melhor represente o escoamento nesse ponto do reservatório.

Embora não seja o objetivo desse trabalho desenvolver um modelo de representação de poço, faremos uso de modelos consagrados e que tem sido utilizados em trabalhos similares. (RENARD; et al, 1998), (WILLIANSON A. S.AND CHAPPELEAR, 1981), (DING et al., 1998), (HOLMES et al., 2010) e (PEACEMAN et al., 2003) são trabalhos voltados para a representação de modelo de poço no escopo de uma simulação de um reservatório. Embora considerando estruturas mais complexas, os modelos básicos consideram que o reservatório comporta-se como sendo infinito, ou seja, no período de tempo em que as fronteiras do reservatório não impactam na queda de pressão, e portanto esta é somente função da posição e do tempo. Nesse período o fluxo dos fluidos se torna transiente. Matematicamente temos:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right) = f(x, t) \quad (2.38)$$

A equação de Darcy, 2.8, permanece válida. A equação que representará a injeção ou retirada de fluido é descrita de acordo a seguir, considerando ainda os fluidos incompressíveis:

$$q = \frac{Kh}{\ln \frac{r_d}{r_w}} (\lambda_o + \lambda_w) (p - p_{bh}) \quad (2.39)$$

Os parametros h , r_d e r_w estão relacionados com a geometria do poço, podendo ser vistos

mais adiante na figura 3.1(a). Os parâmetros que multiplicam o diferencial de pressão da equação 2.39 serão agrupados em um único termo denominado como WI (well index), como sugerido por Peaceman (PEACEMAN et al., 2003).

$$WI = \frac{Kh}{\ln \frac{r_d}{r_w}} \quad (2.40)$$

As equações de fluxo de fluido que são usadas para descrever o comportamento em um reservatório podem assumir muitas formas, dependendo da combinação de variáveis apresentadas anteriormente (ou seja, tipos de fluxo, tipos de fluidos, etc.). Combinando a equação de conservação de massa 2.4 com a equação de transporte 2.8 e equações de estado, as equações de fluxo necessárias podem ser desenvolvidas. Uma vez que todas as equações de fluxo a serem consideradas dependem da lei de Darcy, é importante considerar essa relação de transporte em primeiro lugar.

2.3 OpenFOAM e o método dos volumes finitos

Uma descrição adequada para o OpenFOAM (Open Source Field Operation and Manipulation) é dada no prefácio da publicação The OpenFOAM Technology Primer por Maric (MARIC; et al, 2014).

O uso do kit de ferramentas OpenFOAM para a dinâmica de fluidos computacional (CFD) é amplamente disseminado em ambientes industriais e acadêmicos. Em comparação com o uso de códigos CFD proprietários, a vantagem de usar o Open FOAM reside na licença pública geral (GPL) de código aberto que permite ao usuário usar livremente e modificar um código CFD moderno de alta qualidade. Essa abordagem de licenciamento é da mais alta importância para os usuários, pois permite que o kit de ferramentas seja usado como uma plataforma comum para projetos colaborativos. Além disso, o desenvolvimento e implementação de métodos novos ou experimentais é acelerado porque o desenvolvedor começa a trabalhar a partir de uma base de código existente e não do zero. Os engenheiros da indústria veem reduções de custos imediatos ao mover seu trabalho computacional para plataformas de código aberto devido à eliminação das taxas de licenciamento. Além das vantagens mencionadas, uma desvantagem do uso de OpenFOAM é a maior quantidade de esforço necessário para aprender a usar e estender a plataforma, em comparação com muitos pacotes caixas pretas comerciais de CFD. Trabalhando com OpenFOAM (pode-se dizer isso para a ciência computacional em geral) requer uma combinação de conhecimentos que se baseiam em diferentes origens, dependendo do objetivo do usuário: desenvolvimento de software, a linguagem de programação C^{++} , CFD, métodos matemáticos numéricos, paralelização e o conhecimento geral da física. A fim de trabalhar ou estender a funcionalidade disponível de forma sustentável, o usuário precisa entender a base

numérica, bem como a infraestruturas de software do *toolkit*.

Greenshields (GREENSHIELDS, 2018) complementa ainda as funcionalidades do OpenFOAM da seguinte forma:

OpenFOAM é uma estrutura voltada para desenvolver aplicativos executáveis que usam pacotes de funcionalidade contidas dentro de uma coleção de aproximadamente 100 bibliotecas C^{++} . OpenFOAM é fornecido com aproximadamente 250 aplicações pré-construídas que se enquadram em duas categorias: Solvers, que são projetados para resolver um problema específico na mecânica dos fluidos (ou contínuos); e Utilitários, que são projetados para executar tarefas que envolvem a manipulação de dados. Os solvers no OpenFOAM abrangem uma ampla gama de problemas na dinâmica de fluidos. Os usuários podem estender a coleção de solvers, utilitários e bibliotecas em OpenFOAM, usando algum conhecimento pré-requisito do método matemático empregado, física e técnicas de programação envolvidas.

A meta de qualquer análise em CFD é obter um entendimento mais aprofundado do problema em consideração. Além disso o fenômeno termo-físico estudado necessita ser modelado matematicamente de forma adequada.

Um outro aspecto importante é que, não há uma interface gráfica padronizada de modo a permitir ao usuário uma interação mais amigável com o software. Assim, para o usuário é necessário interagir no ambiente do *shell* utilizando o *bash* em equipamentos iOS. O *shell* é um ambiente derivado do sistema *Unix* onde é permitido ao usuário digitar comandos, interagindo de uma forma direta com o computador. No *WindowsOS* há a alternativa de emular um ambiente *Unix* ou fazer diretamente uma partição no disco rígido do computador. Para o *bash* Newham (NEWHAM et al., 2007) apresenta informações adequadas, enquanto que para ambiente *Unix* usando linguagem *Linux* podem ser usadas referências como (BLUM, 2008) ou (JR, 2012).

Por ser uma plataforma com aportes constantes de conteúdos elaborados pelos multi-desenvolvedores, ela não possui um manual de informações sistematizado. Alguma informação fundamental pode ser encontrada em (GREENSHIELDS, 2018), (MARIC; et al, 2014), (SQUILLACOTE et al., 2007) e (MORELAND, 2013). Alguns trabalhos mais específicos como (KWIATKOWSKI et al., 2014), (JASAK et al., 2007), (JASAK, 2009), (MANGANI; BUCHMAYR; DARWISH, 2014) e (SILVA; LAGE, 2007) tratam de temas específicos e determinadas funcionalidades do OpenFOAM.

Outras informações, principalmente aquelas relacionadas a solução de problemas podem ser encontradas em [CFD Direct](#), [The OpenFOAM Foundation](#), [OpenFOAM Wiki](#), [OpenFOAM Training](#) e [Wolf Dynamics](#) entre outros.

De uma forma mais geral, uma análise com base em CFD pode ser dividida em 5 etapas:

1. Definição do problema. Do ponto de vista da engenharia, isso significa tornar o problema o mais simples possível, mas ainda retendo a física básica que governa o fenômeno;

2. Modelagem matemática. Nesta etapa o problema é formulado matematicamente com respeito às premissas adotadas na etapa anterior. O modelo matemático define campos de propriedades físicas como dependente das equações do modelo;
3. Pre-processamento e geração de malhas. O domínio onde o fenômeno é estudado precisa ser discretizado para que um modelo de solução numérica possa ser aplicado. A discretização espacial do domínio da simulação consiste em separar o domínio em um conjunto de malhas computacionais ou células, frequentemente de formas diferentes. Todos esses volumes juntos são referidos como um grid computacional, e refinados em áreas de interesse. Nesse ponto, deve-se ponderar o tempo total necessário da simulação e a precisão dos resultados alcançados;
4. Resolução. Nesta etapa é onde a maior parte do tempo da simulação é consumida. O tempo total da simulação depende do modelo matemático, da solução numérica definida, além da natureza geométrica e topológica da malha computacional;
5. Pós-processamento. Uma vez a simulação sendo concluída com sucesso, é gerada uma imensa quantidade de dados que deve ser analisada e discutida. Algum recurso de visualização adequado precisa ser provido para inspecionar os detalhes do fenômeno.

De uma forma mais dirigida Veersteeg ([VERSTEEG; MALALASEKERA, 2007](#)) propõe que a equação da continuidade [2.4](#), na sua versão mais completa, após aplicado o teorema de divergencia de Gauss possa ser descrita da seguinte forma:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\int_{CU} \rho E dU \right) + \int_S \vec{\nu} \cdot (\rho E \mathbf{V}^E) dS = \int_S \vec{\nu} \cdot (D \nabla E) dS + \int_{CU} q dU \quad (2.41)$$

Nessa equação D é o coeficiente de difusão e q a fonte de E . O primeiro termo nessa equação significa a taxa de mudança total da propriedade E do fluido dentro do volume de controle. O produto $(\rho E \mathbf{V}^E)$ expressa a componente do fluxo da propriedade E ao longo do vetor ν normal à superfície S e é o termo convectivo que expressa a taxa líquida de diminuição da propriedade E do fluido devido a convecção. O fluxo difusivo é positivo e na direção do gradiente negativo da propriedade E . Assim, o produto $D \nabla E$ é a componente do fluxo de E ao longo do vetor normal ν à superfície S e significa o termo difusivo associado ao fluxo para dentro do elemento representando a taxa líquida de aumento da propriedade E devido a difusão. O último termo significa uma fonte da propriedade E dentro do elemento.

Em problemas dependentes do tempo, também é necessário integrar o tempo t ao longo de um pequeno intervalo Δt , digamos, de t até $t + \Delta t$. Assim, a equação [2.41](#) na forma geral integrada da equação de continuidade se torna:

$$\int_{\Delta t} \frac{\partial}{\partial t} \left(\int_{CV} \rho E dU \right) + \int_{\Delta t} \int_S \vec{v} \cdot (\rho E \vec{V}^E) dS = \int_{\Delta t} \int_S \vec{v} \cdot (D \nabla E) dS + \int_{\Delta t} \int_{CV} q dU \quad (2.42)$$

O método numérico que emprega este conceito de integração é o método dos volumes finitos.

O primeiro passo no método de volume finito é dividir o domínio em volumes discretos de controle. São colocados um número de pontos nodais no espaço entre A e B na figura 2.13. Os limites (ou faces) dos volumes de controle são posicionados meio caminho entre nós adjacentes. Assim, cada nó é cercado por um volume de controle ou célula. É prática comum configurar volumes de controle próximos a borda do domínio de tal forma que os limites físicos coincidam com os limites do volume de controle. Neste ponto, é apropriado estabelecer um sistema de notação que possa ser utilizado em desenvolvimentos futuros. A convenção habitual dos métodos CFD é mostrada na figura 2.13.

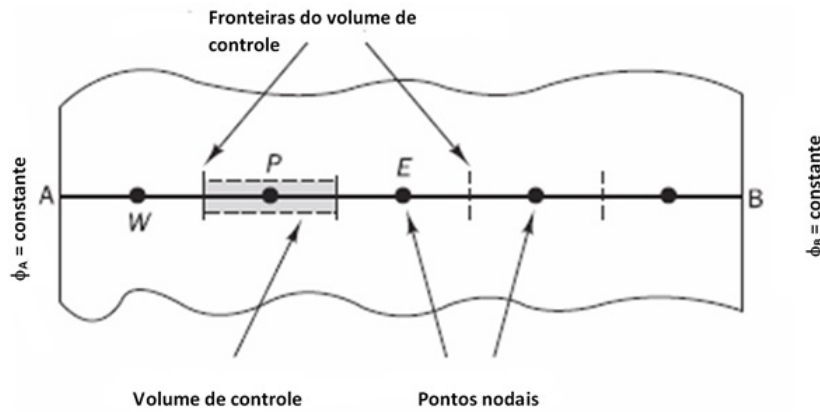


Figura 2.13: Volume de controle para o método dos volumes finitos (Adaptada de (VERSTEEG; MALALASEKERA, 2007)).

Um ponto nodal geral é identificado por P e seus vizinhos em uma geometria unidimensional, os nós para o oeste e leste, são identificados por W e E , respectivamente. A face do lado oeste do volume de controle é referida por w e o lado leste de controle de volume face por e . As distâncias entre os nós W e P , e entre nós P e E , são identificados por δx_{WP} e δx_{PE} respectivamente. Similarmente distâncias entre a face w e o ponto P e entre P e a face e são denotadas por δx_{WP} e δx_{PE} , respectivamente. A figura 2.13 mostra que a largura do volume de controle é $\Delta x = \delta x_{WE}$.

A etapa chave do método de volume finito é a aplicação do teorema de Gauss, através da integração da equação (ou equações) que governam o fenômeno sobre um volume de controle para produzir uma equação discretizada em seu ponto nodal P . A integral sobre a superfície S é então substituída pelo somatório das faces do volume nos termos convectivos e difusivos, e ainda um único ponto de integração em cada face:

$$\int_S \vec{v} \cdot (\rho E \vec{V}^E) ds dt = \sum_{faces} (\rho E V_e^E E) \vec{S}_f \quad (2.43)$$

$$\int_S \vec{v} \cdot (D \nabla E) ds = \sum_{faces} (D \nabla E) \vec{S}_f \quad (2.44)$$

O termo fonte é computado pela expressão:

$$\int_{CU} dU = \sum_{faces} qU \quad (2.45)$$

(MOUKALLED; et al, 2016) escreve a expressão da equação da equação de conservação da seguinte forma:

$$\frac{\partial(\rho E)}{\partial t} - \mathcal{L}(E) = 0 \quad (2.46)$$

Nesse caso $\mathcal{L}(E)$ é um operador que inclui todos os termos não transientes (convectivo, difusivo, fontes, etc), o qual após a discretização espacial e integrada sobre o volume contendo o centróide P, resulta:

$$\frac{\partial(\rho_P E_P)}{\partial t} V_P - \mathcal{L}(E_P^t) = 0 \quad (2.47)$$

Na figura 2.14 V_C é o volume contendo o centróide P. Na equação 2.47 $\mathcal{L}(E_P^t)$ é o operador de discretização espacial referido ao tempo t. Esse operador desdobra-se no termo convectivo, no difusivo e no termo fonte. Os fluxos convectivo e difusivo podem ser agrupados em um único termo J^E , dessa forma podendo ser representados pela equação 2.48.

$$\oint_{\partial V_C} J^E d\vec{S} = \sum_{faces} \left(\int_f J_f^E d\vec{S} \right) \quad (2.48)$$

Prosseguindo pela análise de Moukalled (MOUKALLED; et al, 2016) no processo de discretização com as integrais de superfície de cada face, mais de um ponto de integração poderia ser considerado. No entanto é costumeiro no emprego do método dos volumes finitos adotar-se um único ponto de integração. A experiência tem mostrado que esta

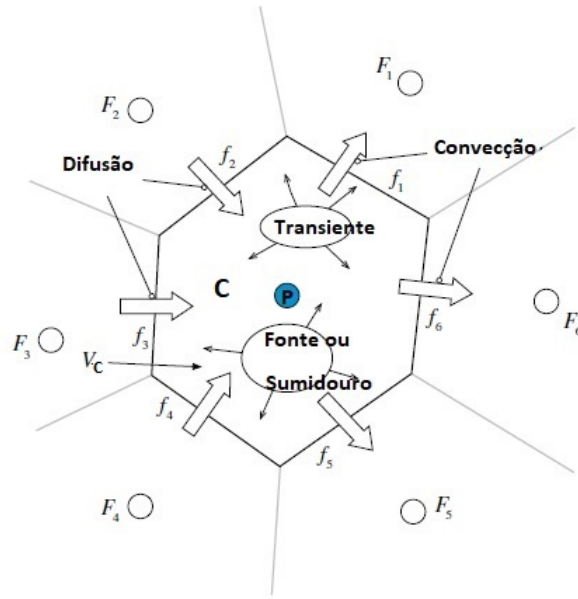


Figura 2.14: Volume de controle da célula C na discretização pelo método dos volumes finitos (Adaptada de (MOUKALLED; et al, 2016)).

prática mantêm um bom compromisso entre precisão e flexibilidade, rendendo ainda simplicidade e baixos custos computacionais. Fazendo procedimento similar aos dos fluxos convectivo e difusivo, obtemos a discretização do termo fonte na equação 2.49.

$$\int_{\partial V} q^E dV = \sum_{V_C} (q_{V_C}^E V_C) \quad (2.49)$$

Baseado na descrição anterior, o termo não transiente da equação 2.47 discretizado pode ser descrito da seguinte forma:

$$\sum_{f=faces} (\rho \vec{v} \cdot E - \Gamma^E \nabla E)_f S_f = q_C^E V_C \quad (2.50)$$

A discretização temporal envolve a determinação de uma coordenada de tempo, ao longo da qual as integrais definidas na discretização espacial serão avaliadas. Para a abordagem na discretização do termo transiente define-se o intervalo $t - \frac{\Delta t}{2}$ e $t + \frac{\Delta t}{2}$, dentro do qual as integrais espaciais serão avaliadas. Desta forma, temos a equação 2.51:

$$\int_{t-\frac{\Delta t}{2}}^{t+\frac{\Delta t}{2}} \frac{\partial(\rho_C E_C)}{\partial t} V_C dt + \int_{t-\frac{\Delta t}{2}}^{t+\frac{\Delta t}{2}} \mathcal{L}(E_C) dt = 0 \quad (2.51)$$

A equação 2.51 semi-discretizada se torna:

$$V_C(\rho_C E_C)^{t-\frac{\Delta t}{2}} + V_C(\rho_C E_C)^{t+\frac{\Delta t}{2}} + \mathcal{L}(E_C^t) \Delta t = 0 \quad (2.52)$$

A partir deste ponto, para derivar a equação totalmente discretizada, necessitamos definir o perfil de interpolação expressando os valores das faces em $t - \frac{\Delta t}{2}$ e $t + \frac{\Delta t}{2}$ em função dos elementos em t , $t - \Delta t$, $t + \Delta t$ etc. Esses perfis podem ser, por exemplo, Euler implícito de primeira ordem, Euler explícito de primeira ordem ou Crank-Nicholson (perfil central).

Metodologia

3.1 Modelo de escoamento bifásico

A equação 2.9 é a equação dinâmica a ser resolvida para um fluxo de fluido monofásico. Durante a etapa inicial de avaliação do material relativo à versão do solver pré-existente, o nosso interesse foi estudar o fluxo de dois fluidos imiscíveis e incompressíveis (água e óleo) em um meio poroso. Algumas variáveis que caracterizam o escoamento tiveram suas relações convenientemente verificadas. Em um fluxo bifásico, os dois fluidos preenchem completamente o volume poroso. A saturação do fluido molhante e do fluido não molhante corresponde ao percentual de volume de cada fluido no volume total poroso. Assim, se S_w é a percentagem de fluido molhante (água) e S_o é a percentagem de volume de fluido não molhante (óleo), temos:

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

Em um fluxo de duas fases em um meio poroso, as permeabilidades dos fluidos não são as mesmas, e as permeabilidades efetivas do meio aos líquidos molhante e não-molhante respectivamente devem ser usadas. As permeabilidades relativas são empregadas frequentemente:

$$k_{ew} = \kappa_{rw} * K \quad e \quad k_{eo} = \kappa_{ro} * K \quad (3.2)$$

De fato, as permeabilidades relativas são uma função empírica da saturação do fluido molhante, e ambas são adimensionais. De acordo com a análise de Burdine ([BURDINE, 1953](#)), as relações entre as permeabilidades relativas e a saturação do fluido molhante podem ser construídas. Para esta relação Brooks e Corey ([BROOKS; COREY, 1964](#)) propuseram as aproximações descritas na equação 2.35. Já para a pressão capilar, Brooks e Corey ([BROOKS; COREY, 1964](#)) também propuseram a correlação dada pela equação 2.21 que está sendo reescrita adiante:

$$p_c = \frac{p_b}{\sqrt{S_{ew}}} \quad (3.3)$$

Como nós temos dois fluidos movendo-se dentro do meio poroso, e designando agora o líquido molhante por w e o não-molhante por o , nós podemos escrever a equação da continuidade para cada um dos líquidos, conforme Brooks e Corey ([BROOKS; COREY, 1964](#)):

$$\frac{\partial(\rho_w \phi S_w)}{\partial t} = \frac{\rho_w \kappa_{rw} K}{\mu_w} \nabla \cdot (\nabla p_w - \rho_w g \nabla z) + q_w \quad (3.4)$$

$$\frac{\partial(\rho_o \phi S_o)}{\partial t} = \frac{\rho_o \kappa_{ro} K}{\mu_o} \nabla \cdot (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z) + q_o \quad (3.5)$$

Agrupando alguns termos e definindo as mobilidades como a relação entre sua permeabilidade relativa e viscosidade, temos:

$$\lambda_w = \frac{\kappa_{rw}}{\mu_w} \quad e \quad \lambda_o = \frac{\kappa_{ro}}{\mu_o} \quad (3.6)$$

Depois de algum esforço matemático, e reescrevendo a equação 3.4 do fluido molhante dividida por λ_w , finalmente temos as duas equações a serem resolvidas:

$$0 = \nabla \cdot ((\lambda_w + \lambda_o) K \nabla p_w + \lambda_o K \nabla p_c) - \nabla \cdot (\rho_w \lambda_w K g \nabla z + \rho_o \lambda_o K g \nabla z) + \frac{q_w}{\rho_w} + \frac{q_o}{\rho_o} \quad (3.7)$$

$$\frac{\partial(\phi S_w)}{\partial t} = \lambda_w K \nabla \cdot (\nabla p_w - \rho_w g \nabla z) \quad (3.8)$$

Essa parte da implementação ficou definida para um escoamento bifásico para dois fluidos incompressíveis e imiscíveis.

3.2 Modelo de escoamento trifásico

Na revisão bibliográfica é realizada uma descrição sobre as considerações necessárias para o desenvolvimento do modelo trifásico representando o *black oil*.

O modelo foi devidamente implementado, sendo as equações que descrevem o escoamento bastante conhecidas, e elaboradas com base na conservação da massa das três fases envolvidas no escoamento, água, óleo e gás. Ressaltamos que, apesar do óleo e do gás serem misturas multicomponentes, suas propriedades serão agrupadas como um único fluido

para o óleo e para o gas respectivamente da forma comumente realizada. McCain (McCain Jr; et al, 2011) realizam um estudo sobre as diferenças encontradas pelos resultados das correlações e os fluidos reais e indica aquelas consideradas, com base nos seus estudos, mais apropriadas.

Nesse modelo, no caso do escoamento trifásico, estão presentes três fluidos, água, óleo e gas. Após avaliar as alternativas para a modelagem das permeabilidades relativas, decidiu-se pela utilização do modelo de Stone, conforme descrito no trabalho de Delshad (DELSHAD; POPE, 1989). Assim, temos para a condição trifásica as seguintes relações:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (3.9)$$

Desenvolvendo o modelo estatístico de Stone das permeabilidades relativas obtemos as equações descritas adiante. A descrição dos subscritos e superescritos se encontram logo abaixo.

$$\kappa_{row} = \kappa_{rocw} \left(\frac{S_o - S_{row}}{1 - S_{ro} - S_{row}} \right)^{eow} \quad (3.10)$$

$$\kappa_{rog} = \kappa_{rocg} \left(\frac{S_g - S_{Lrg}}{1 - S_{Lrg} - S_{rg}} \right)^{eog} \quad (3.11)$$

$$\kappa_{rw} = \kappa_{rcw} \left(\frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw} - S_{row}} \right)^{ew} \quad (3.12)$$

$$\kappa_{rg} = \kappa_{rcg} \left(\frac{S_g - S_{rg}}{1 - S_{Lrg} - S_{rg}} \right)^{eg} \quad (3.13)$$

$$\kappa_{ro} = \kappa_{rocw} \left[\left(\kappa_{rw} + \frac{\kappa_{row}}{\kappa_{rocw}} \right) \left(\kappa_{rg} + \frac{\kappa_{rog}}{\kappa_{rocg}} \right) - \kappa_{rw} - \kappa_{rg} \right] \quad (3.14)$$

$$S_{Lrg} = S_{rw} + S_{org} \quad (3.15)$$

$$S_g = 1 - S_o - \min(S_w, S_{rw}) \quad (3.16)$$

O subscrito c significa o ponto final da curva de permeabilidade entre as fases em questão. O subscrito r para a saturação significa o valor residual, enquanto que para a permeabilidade, é o valor relativo. O superescrito e significa o expoente da curva de permeabilidade relativa, e o o sendo o expoente quando, junto com o óleo, a outra fase é a água ou o gás. Para representar o modelo *black oil*, novas grandezas necessitam ser definidas para representar a razão entre o conteúdo do reservatório nas condições originais e nas condições de superfície (*standard*).

Essas grandezas são mostradas a seguir, onde os sobescritos STC e RC significam condições *standard* e condições do reservatório, respectivamente:

$$\text{Fator de formação de óleo} = \frac{(\text{Volume de óleo} + \text{Volume de gas dissolvido})_{RC}}{(\text{Volume de óleo})_{STC}} \quad (3.17)$$

$$B_o = \frac{(V_o + V_{dg})_{RC}}{(V_o)_{STC}} \quad (3.18)$$

$$\text{Fator de formação de água} = \frac{(\text{Volume de água})_{RC}}{(\text{Volume de água})_{STC}} \quad (3.19)$$

$$B_w = \frac{(V_w)_{RC}}{(V_w)_{STC}} \quad (3.20)$$

$$\text{Fator de formação de gás} = \frac{(\text{Volume de gás})_{RC}}{(\text{Volume de gás})_{STC}} \quad (3.21)$$

$$B_g = \frac{(V_g)_{RC}}{(V_g)_{STC}} \quad (3.22)$$

$$\text{Razão de formação de gás} = \left(\frac{(\text{Volume de gas dissolvido})}{(\text{Volume de óleo})} \right)_{STC} \quad (3.23)$$

$$R_s = \left(\frac{V_{dg}}{V_o} \right)_{STC} \quad (3.24)$$

Para o modelo de pressão capilar, Chen (CHEN, 2007) sugere as correlações dadas a seguir

onde as pressões capilares são funções somente das saturações:

$$p_{cow} = B_1 \ln \left(\frac{S_w - S_{wr} - 0,01}{1 - S_{wr}} \right) \quad (3.25)$$

$$B_1 = \frac{p_{cowmax} - p_{cowmin}}{\ln \left(\frac{0,01}{(1 - S_{wr})} \right)} \quad (3.26)$$

$$p_{cog} = B_2 \ln \left(\frac{1 - S_g - S_{or} - S_{wr} + 0,01}{1 - S_{or} - S_{wr}} \right) \quad (3.27)$$

$$B_2 = \frac{p_{cogmax} - p_{cogmin}}{\ln \left(\frac{0,01}{(1 - S_{or} - S_{wr})} \right)} \quad (3.28)$$

Baseado na discussão efetuada na seção ??, reconhecemos ainda as seguintes relações:

$$p_{cow} = p_o - p_w \quad e \quad p_{cog} = p_g - p_o \quad (3.29)$$

Após introduzidas as variáveis que deverão ser utilizadas em todos os campos discretizados, apresentamos as equações para cada uma das fases envolvidas no escoamento. Ressaltamos que a fase gas se divide em uma parte escoando como gas e uma outra dissolvida no óleo. Essas são as equações que foram programadas no solver.

$$K(\nabla \cdot (\lambda_w(\nabla p_w - \gamma_w \nabla z))) + \frac{B_o}{B_w} \nabla \cdot (\lambda_o(\nabla p_w - \nabla p_{cow} - \gamma_o \nabla z)) + \frac{B_g}{B_w} \nabla \cdot (\lambda_g(\nabla p_w - \nabla p_{cog} - \gamma_g \nabla z)) = q_w + \frac{B_o}{B_w} q_o + \frac{B_g}{B_w} q_g \quad (3.30)$$

$$B_w \frac{\partial S_w}{\partial t} - \nabla \cdot (\lambda_w K(\nabla p_w - \gamma_w \nabla z)) = q_w \quad (3.31)$$

$$B_o \frac{\partial S_o}{\partial t} - \nabla \cdot (\lambda_o K(\nabla p_w - \nabla p_{cow} - \gamma_w \nabla z)) = \frac{B_o}{B_w} q_o \quad (3.32)$$

3.3 Modelo de poço

Na simulação de reservatórios, o modelo de poço é utilizado para representar a relação entre o escoamento do fluido de ou para um poço e a diferença para a pressão do bloco ao

qual pertence o poço (PEACEMAN et al., 2003). Normalmente as dimensões dos blocos das malhas são maiores do que o diâmetro do poço e a pressão calculada por um algoritmo numérico tradicional é diferente para o bloco e para o bottom-hole-pressure (BHP) do poço (ZHANG et al., 2019). O modelo de poço é necessário para relacionar estas duas diferentes pressões (WILLIANSON A. S.AND CHAPPELEAR, 1981).

Uma representação esquemática de um poço temos nas figuras 3.1(a) e 3.1(b) mostrando o quanto o perfil de escoamento no poço difere das demais regiões do reservatório.

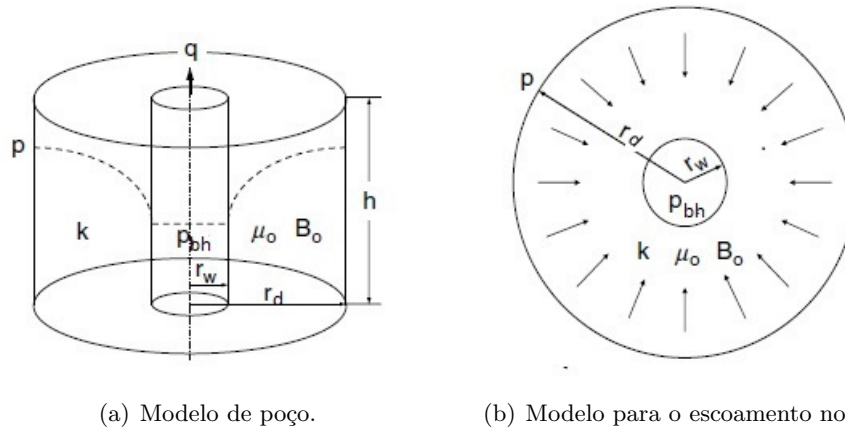


Figura 3.1: Modelo de escoamento de um poço (Adaptada de (GUO, 2011)).

Por conta do tipo de escoamento, o perfil de pressão considerado será aquele conforme mostrado na figura 3.2.

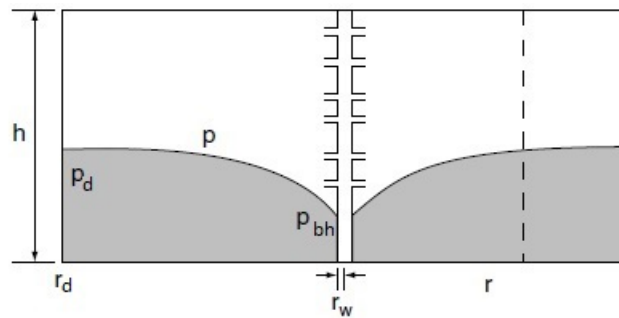


Figura 3.2: Perfil de pressão do poço (Adaptada de (ECONOMIDES et al., 2013)).

Numa simulação numérica Peaceman (PEACEMAN et al., 2003) destaca que a variável *well index* (WI) é utilizada para relacionar a pressão da célula da discretização com a pressão do próprio poço. O WI é usualmente calculado através do raio equivalente do poço, como mostrado nas figuras 3.1(a) e 3.1(b). O WI foi definido na equação 2.40 e é naturalmente um importante parametro dentro do balanço geral das diferenças de pressão dentro de um reservatório, pois possui dimensões. Nesse trabalho utilizaremos $WI = 2,16 \times 10^4 mD.ft$ oriundo do trabalho de Nghiem (NGHIEM et al., 1991), o qual é referido a um reservatório real.

3.4 *Desenvolvimento e construção do solver*

Conforme mencionado, a versão pré-existente do solver já era operacional, onde casos de simulação com injeção de água, considerando o escoamento imiscível e incompressível, eram possíveis de serem avaliados. No entanto, após a chegada da água em grandes quantidades no poço de produção, caracterizando o chamado *breakthrough*, observava-se fortes oscilações, tornando na prática pouco confiável a simulação a partir desse ponto.

Como o objetivo era a implementação de equações que representassem sistemas trifásicos, prosseguimos com a implementação dessas equações conforme descrito na seção 3.2.

Um primeiro ponto a ser verificado foi o atendimento a condições que pudessem dar estabilidade ao escoamento de acordo com a discretização de tempo adotada. De acordo com a análise realizada por Ewing (EWING, 1983), a equação 3.7 é parabólica, ou elíptica no caso do escoamento incompressível. A equação 3.8 é similar a uma equação de convecção/difusão não-linear. Em muitos casos, os efeitos da pressão capilar são pequenos e os respectivos termos desprezíveis. Além disso, se a saturação de uma das fases é zero, $\lambda = 0$, de modo que os coeficientes do termo de difusão possam se tornar desprezíveis se $S_w = 0$ ou $S_o = 0$ (isto ocorre perto do poço de injeção e em partes do reservatório onde o fluido injetado não alcança). As equações parabólicas têm muitas das mesmas propriedades que equações hiperbólicas de primeira ordem, como frentes de onda viajando. A interface entre os dois fluidos vai passar através do meio em um modo de frente viajando na unidade de tempo. A frente será ligeiramente difusa devido aos efeitos de pressão capilar. No entanto, ao longo do escoamento, devido a diferenças de viscosidade, o efeito conhecido como *fingering* poderia destruir o perfil frontal.

(EWING, 1983) analisa que, uma vez que os modelos para os processos de recuperação de reservatórios de petróleo envolvem grandes sistemas acoplados de equações diferenciais parciais não lineares, dependentes do tempo, um problema importante na simulação do reservatório é desenvolver procedimentos em que a resolução do passo no tempo seja estável, robusta, precisa, autoadaptável e computacionalmente eficiente. Uma vez que os operadores diferenciais não são limitados, o operador numérico terá eigenvalues com grandes magnitudes. Assim, após a discretização no espaço, as equações diferenciais remanescentes para o tempo são "rígidas" no senso comum das equações diferenciais, e devem ser tomados cuidados para obter métodos estáveis para o passo do tempo. Da mesma forma que as equações diferenciais ordinárias, os métodos de Euler anteriores ou métodos de Euler modificados são razoavelmente estáveis enquanto uma restrição de passo-tempo na forma da equação 3.8 deve manter os tamanhos da malha temporal t e espacial x dentro de um valor constante K_c para garantir a estabilidade utilizando um método de Euler posterior.

$$\Delta t \leq K_c(\Delta x)^2 \quad (3.33)$$

Por outro lado, um método de Euler posterior ou "explícito" é um esquema computacional local que é muito eficiente e um método anterior de Euler ou "implícito" requer um sistema de resolução muito grande das equações não lineares em cada etapa do tempo. Devido à complexidade computacional de linearização através de algum método tipo Newton e, em seguida, resolução direta ou técnicas iterativas de solução linear, de um conjunto extremamente grande de equações em cada etapa do tempo, os métodos explícitos têm sido usados frequentemente na simulação de reservatórios. A condição de estabilidade da equação 3.8, no entanto, muitas vezes requer etapas de tempo excessivamente pequenas e de computação enormes para simular longos períodos de tempo (vários anos) em um modelo de escala de campo. Problemas com fortes não linearidades, eventualmente, foram convincentes a ponto de mostrar que métodos totalmente explícitos poderiam não ser usados eficientemente em muitos problemas.

Uma variação para obter uma melhor estabilidade sem aumentar muito a complexidade computacional, o método denominado IMPES foi então desenvolvido. Chen (CHEN; et al, 2004) cita que um método IMPES foi originalmente desenvolvido por Sheldon (SHELDON; et al, 1959) e Stone (STONE; GARDNER, 1961).

A simplicidade do método IMPES reside no fato dele seguir uma sequencia de cálculo de acordo com a figura 3.3.

	t	t + Δt	t + 2Δt	t + 3Δt	t + nΔt
p_w^0	$p_w^t(S_w^0)$	$p_w^{t+\Delta t}(S_w^t)$	$p_w^{t+2\Delta t}(S_w^{t+\Delta t})$	$p_w^{t+3\Delta t}(S_w^{t+2\Delta t})$	$p_w^{t+n\Delta t}(S_w^{t+(n-1)\Delta t})$
S_w^0	$S_w^t(p_w^t)$	$S_w^{t+\Delta t}(p_w^{t+\Delta t})$	$S_w^{t+2\Delta t}(p_w^{t+2\Delta t})$	$S_w^{t+3\Delta t}(p_w^{t+3\Delta t})$	$S_w^{t+n\Delta t}(p_w^{t+n\Delta t})$

Figura 3.3: Método IMPES.

O IMPES resolve implicitamente a equação da pressão e, em seguida, explicitamente para a saturação, daí o nome. Esta técnica é ainda amplamente utilizada na indústria e funciona bem para problemas com um nível de dificuldade intermediária. No entanto, para não linearidades complexas, a restrição da etapa de tempo muitas vezes impõe etapas de tempo extremamente pequenas apesar de não serem eficiente o suficiente. Chen (CHEN; et al, 2004) ressaltam que, uma das desvantagens do IMPES é que, para que seja estável, o requerimento de pequenos passos de tempo atendendo às condições CFL (Courant-Friedrich-Lewi), ou mais precisamente o número de Courant é necessário, para cálculo da parte explícita do método.

$$C = \frac{u\Delta t}{\Delta x} \tag{3.34}$$

onde u é a magnitude da velocidade.

Nas experiências numéricas e estudos do método clássico do IMPES com tempo compu-

tacional e estabilidade, Chen (CHEN; et al, 2004) observou que a computação implícita da pressão leva muito mais tempo do que o cálculo explícito de saturação, e o esquema explícito para a saturação é estável somente se os do tempo forem suficientemente pequenos. Como a parte implícita do cálculo requer muito mais tempo que a parte explícita, e tendo em vista que a pressão muda pouco com o tempo, Chen (CHEN; et al, 2004) propõe ser mais apropriado se utilizar intervalos de tempo maiores de tempo para a pressão, ficando a parte implícita submetida à restrição do número de Courant. Assim, para um intervalo de tempo para a pressão dado por:

$$\Delta_p^n = t^n - t^{n-1} \quad (3.35)$$

podemos estabelecer subintervalos para o cálculo da saturação, criando assim uma forma de antecipar um valor da saturação mais próximo do real para a iteração que calcula a pressão, propondo dessa forma uma melhor estabilidade numérica ao cálculo. Isso pode ser dado por:

$$t^{n-1,m} = t^{n-1} - \frac{m\Delta_p^m}{M^n} \quad (3.36)$$

onde, M^n é o número de passos do sub-intervalo de tempo da pressão. Nesta proposição as condições CFL não são necessariamente atendidas e esse intervalo de tempo para a saturação baseia-se em uma estratégia de controle adaptativo na escolha desse intervalo. Em um trabalho mais recente de Maliska (MALISKA; et al, 2006) é proposto manter a restrição CFL na determinação do intervalo de tempo da saturação, sendo a pressão determinada em intervalos de tempo maiores. Essa última discussão foi implementada com sucesso, e o passo de tempo para o cálculo da pressão foi subdividido em 10 sub-intervalos, onde é resolvida somente a equação explícita da saturação. Para efeito de balanço, somente são considerados os cálculos efetuados em um mesmo passo de tempo.

A implementação do solver trifásico possui características que o diferenciam bastante de um solver bifásico. A primeira é que uma equação a mais necessita ser resolvida. As equações 3.30, 3.31 e 3.32 representam o escoamento simultâneo das três fases: água (w), gas (g) e óleo + gas (o). A segunda diz respeito à capacidade de desenvolver a produção de gas à medida que determinada condição específica possa ocorrer. Essa condição denomina-se ponto de bolha, a qual, dentro do modelo *black oil*, uma vez alcançada, gas se desprende do óleo.

Além do modelo *black oil*, foi estudada também a alternativa de representação do fluido do reservatório com base em um modelo composicional. Na seção ??, buscamos explorar os fundamentos essenciais, em caso da opção por um modelo composicional. Como mostrado na equação 3.4, esses últimos requerem uma grau de complexidade superior, pois

uma equação para cada componente em cada uma das fases óleo e gas seria necessária para o balanço material, agrupando-as na forma de um somatório. Além disso, para além do ponto de bolha seriam necessárias as aplicações das restrições de equilíbrio termodinâmico que regem a distribuição dos componentes entre as fases. O nível de complexidade se daria não necessariamente pelo número de equações, mas também pelo requisito necessário para resolvê-las simultaneamente, na forma das restrições de equilíbrio.

Reconhecemos que a adoção do modelo composicional seria a solução mais abrangente e com maior potencial de generalização, no entanto, dada a complexidade necessária à sua implementação, decidimos realizar a implementação do modelo representativo do óleo em etapas. Numa primeira etapa, mas atendendo ao contexto buscado no trabalho, considerando a falta de experiência na utilização do OpenFOAM, além do nível de conhecimento ainda rudimentar na linguagem de programação C^{++} , buscamos simplificar o modelo de representação das fases óleo e gas, mas que ainda produzissem resultados compatíveis com os dados encontrados na literatura. A adoção do modelo *black oil* foi a solução encontrada, pois a maior simplicidade na implementação está compatível com o nível do conhecimento necessário para acoplar outras áreas de conhecimento envolvendo métodos numéricos de solução de equações diferenciais parciais, além da própria ferramenta computacional, o OpenFOAM, requerer conhecimentos específicos para sua correta utilização.

Algum conhecimento em linguagem de programação C^{++} é necessário mas não suficiente para lidar com os elementos componentes do OpenFOAM. Como mencionado anteriormente o OpenFOAM é todo elaborado em linguagem C^{++} , linguagem essa orientada a objeto. Assim foram criados objetos e operadores específicos dedicados à aplicação em soluções numéricas de equações diferenciais parciais. Para elaboração do solver foram então utilizadas tais ferramentas, e, a título de ilustração, reescrevemos as equações 3.30, 3.31 e 3.32 empregando os elementos do OpenFOAM.

fvScalarMatrix pEqn

$$\begin{aligned}
 & (\\
 & - \text{fvm::laplacian} \left((\text{lambdaw} + \text{lambdao} * \left(\frac{Bo}{Bw} \right) + \text{lambdag} * \left(\frac{Bg}{Bw} \right) * K, pw \right) \\
 & - \text{fvc::laplacian} \left(\left(\left(\frac{Bo}{Bw} \right) * \text{lambdao} + \left(\frac{Bg}{Bw} \right) * \text{lambdag} \right) * K, P_{cow} \right) \\
 & - \text{fvc::laplacian} \left(\left(\left(\frac{Bg}{Bw} \right) * \text{lambdag} * K, P_{cog} \right) \right) \\
 & + \text{fvc::div} \left(\left((\text{gamaw} * \text{lambdaw} + \left(\frac{Bo}{Bw} \right) * \text{gammao} * \text{lambdao} + \left(\frac{Bg}{Bw} \right) * \text{gamag} * \text{lambdag} \right) * K \right) \\
 & \&g) \\
 &);
 \end{aligned}
 \tag{3.37}$$

```
fvScalarMatrix sEqn1
(
  fvm::ddt  $\left( \frac{\text{porosity}}{(\text{Bw} * \text{intervalos})}, \text{sw} \right)$  - fvc::laplacian(lambdaw * K,pw)
  + fvc::div((gamaw * lambdaw * K) & g)
);
```

(3.38)

```
fvScalarMatrix sEqn2
(
  fvm::ddt  $\left( \frac{\text{porosity}}{(\text{Bo} * \text{intervalos})}, \text{so} \right)$  - fvc::laplacian(lambdao * K,pw)
  - fvc::laplacian(lambdao * K,Pcow) + fvc::div(((gammao*lambdao)*K) & g)
);
```

(3.39)

Na literatura especializada selecionamos o modelo *black oil* que é descrito com detalhes em McCain (McCain Jr; et al, 2011). Nas correlações propostas por estes autores são avaliados as médias aritmética dos erros relativos (Average relative errors, ARE) e as médias aritméticas dos valores absolutos dos erros relativos (Average absolut relative error, AARE). Esses cálculos foram efetuados mediante o emprego apropriado de conjuntos de dados.

As equações e tabelas implementadas descrevem o modelo *black oil* conforme proposto por McCain (McCain Jr; et al, 2011).

A elaboração do modelo *black oil* requer algum conhecimento inicial de algumas propriedades do reservatório em estudo como, grau API do óleo, densidade específica do gas nas condições do tanque de estocagem além do ponto de bolha do óleo. A passagem da condição de subsaturado para saturado pode ocorrer ao longo do reservatório estudado, e a propriedade que expressa a essa mudança é o ponto de bolha do óleo. Assim, a segunda característica é que essa propriedade necessita ser verificada enquanto o escoamento está acontecendo. Para que a representação fenomenológica se aproxime do escoamento real, torna-se necessário testar a condição de ponto de bolha para todas as malhas da discretização espacial, conforme sugerido no fluxograma da figura 3.4.

Como pode ser percebido, o tratamento dado ao *black oil* é fortemente fundamentado em correlações empíricas.

As discretizações espaciais e temporais seguem um padrão similar ao escoamento bifásico. O método IMPES com sub-intervalos de tempo foi implementado com sucesso para a

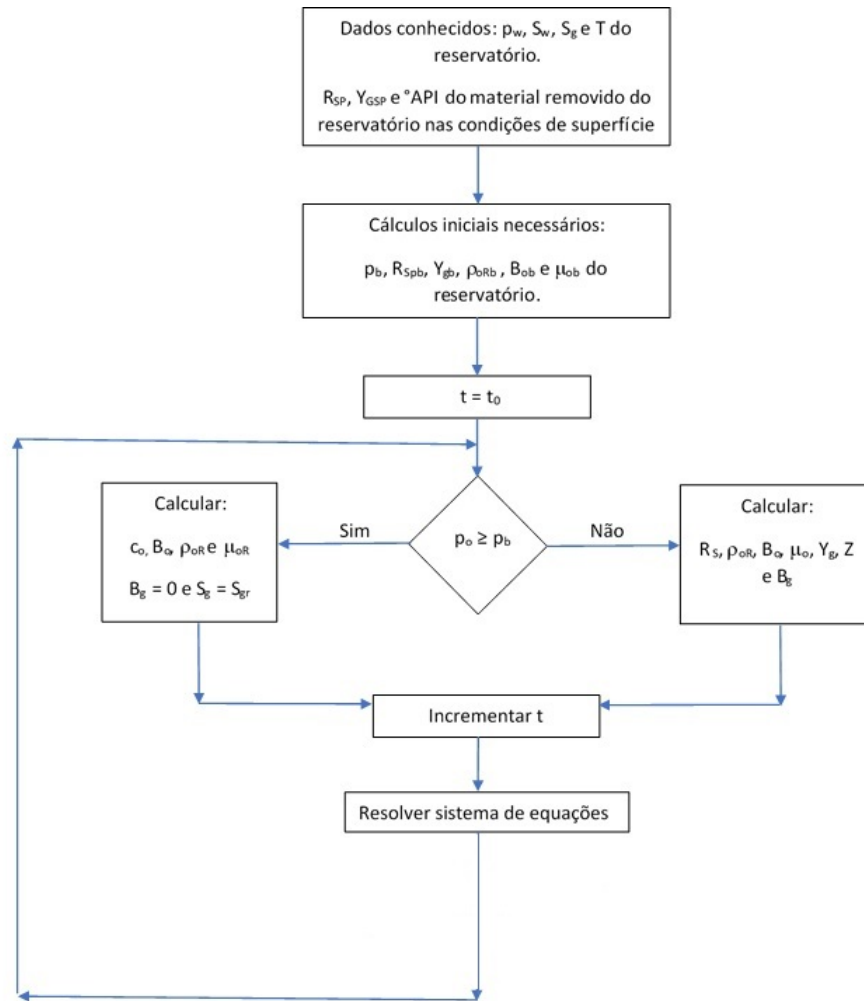


Figura 3.4: Fluxograma para sequencia de calculo do solver trifasico.

resolução destas equações. O reservatório pode originalmente estar na condição subsaturado (não existe a fase vapor) ou saturado (fase vapor coexiste com a fase líquida do óleo).

Como um possível seguimento a esse trabalho, pode-se elaborar um modelo de simulação com base composicional, onde, diante da multiplicidade de compostos presentes, baseado em critério apropriado, grupos de componentes deverão representar um único composto. Ao realizar este procedimento, cria-se condições de modelar as relações entre as fases através de uma *EOS* cúbica ou *PC – SAFT*, abandonando-se assim o tratamento empírico para propriedades como fator de compressibilidade do gas, densidades etc.

De acordo com o que foi visto até o momento, todos os parametros relacionados ao escoamento são função da pressão. Para que todo o fenômeno tivesse suas propriedades totalmente dependentes da pressão, foi introduzida mais uma equação que reflete a variação da porosidade da rocha como uma função da sua compressibilidade:

$$\phi = \phi_0(1 + c_r (p_w - p_w^0)) \quad (3.40)$$

Nessa equação, ϕ_0 é a porosidade inicial, c_r a compressibilidade da rocha e p_w^0 a pressão correspondente a ϕ_0 .

Resultados e discussões

4.1 Avaliações preliminares

Com o pacote disponível, procedemos inicialmente uma discussão onde buscamos entender a lógica implementada e as equações diferenciais constitutivas. Nesse momento ainda lidávamos com o domínio construído de forma primitiva e que demandava bastante trabalho na sua elaboração, além de oferecer algumas limitações físicas. Mesmo nesse formato ainda primitivo foi possível realizar alguns estudos preliminares. No primeiro deles, construímos o domínio conforme mostrado nas figuras 4.1(a) e 4.1(b), e realizamos um estudo comparando a produção acumulada em diferentes condições de ΔP . Nessas figuras temos 2 arranjos. Na figura 4.1(a) há 1 entrada e 1 saída, enquanto na figura 4.1(b) há 3 entradas e 3 saídas. O título desse estudo ficou denominado como *Comparative Analysis of Two – Phase Flow in Porous Media in Two Different Configurations of Wells Through 3D Numerical Solution Using OpenFOAM* (VIVAS et al., 2017), sendo submetido com sucesso para apresentação no evento *SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium*.

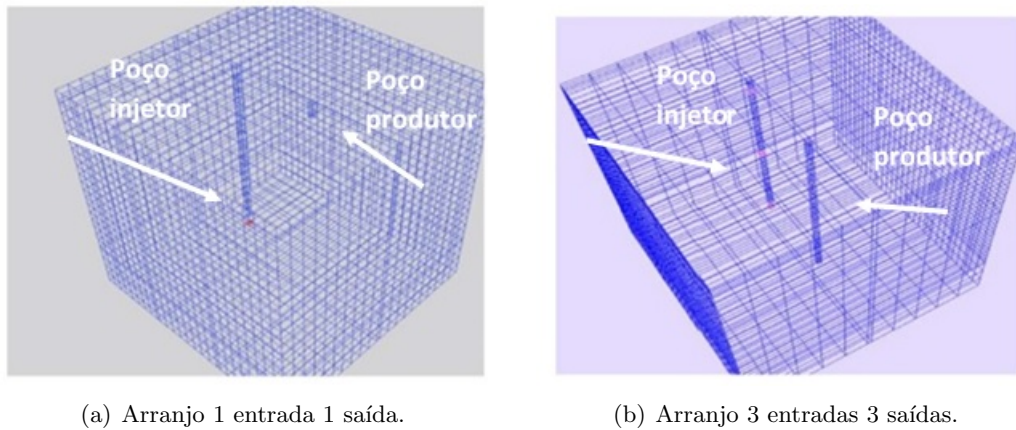


Figura 4.1: Diferentes geometrias para injeção e produção.

Para a produção acumulada, comparando as diferentes configurações em diferentes ΔP obtivemos as figuras 4.2(a) e 4.2(b). As curvas mostradas nessas figuras foram obtidas através de um *fitting* realizado com os resultados da simulação, de modo que o comportamento da produção, dependendo da configuração geométrica das injeções e produções, além do Δp pudesse ser previsto. A equação base utilizada foi do tipo $y = y_0 + A_1 e^{\left(\frac{t}{t_1}\right)}$. Os parâmetros do *fitting*, y_0 , A_1 e t_1 encontrados estão colocados na tabela 4.1.

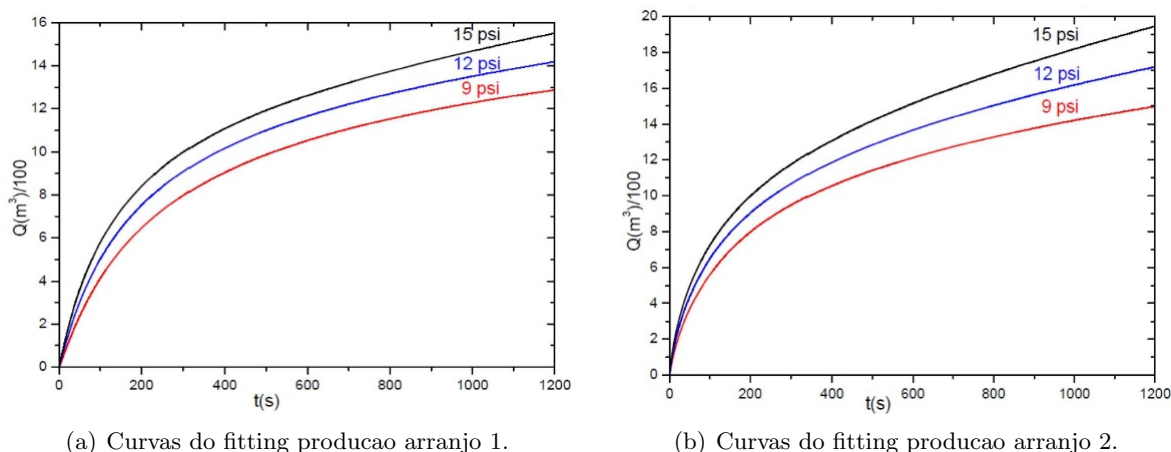


Figura 4.2: Diferentes geometrias para injeção e produção.

Tabela 4.1: Parametros do fitting

<i>Arranjo 1 entrada/1 saída</i>	<i>Arranjo 3 entradas/3 saídas</i>
<i>Pressao = 9psi</i>	<i>Pressao = 9psi</i>
$Y_0 = 0, 12887$	$Y_0 = 0, 14952$
$A_1 = 0, 11964$	$A_1 = 0, 12759$
$t_1 = 348, 29$	$t_1 = 369, 49$
<i>Pressao = 12psi</i>	<i>Pressao = 12psi</i>
$Y_0 = 0, 14019$	$Y_0 = 0, 17284$
$A_1 = 0, 112627$	$A_1 = 0, 1444$
$t_1 = 330, 26$	$t_1 = 406, 3$
<i>Pressao = 15psi</i>	<i>Pressao = 15psi</i>
$Y_0 = 0, 15235$	$Y_0 = 0, 19859$
$A_1 = 0, 13308$	$A_1 = 0, 16423$
$t_1 = 336, 65$	$t_1 = 448, 98$

Embora fosse possível obter resultados, as grandes oscilações na produção apresentadas, uma vez alcançada a condição de *breakthrough* sugeria que o comportamento após essa condição merecia uma atenção especial.

4.2 Desenvolvimento e implementação de novas funcionalidades

Nesta etapa o esforço foi voltado para implementar funcionalidades que conferissem ao solver a capacidade de lidar com escoamento ocorrendo em tres fases e a presença da terceira fase motivou então a busca por novos modelos para representar a pressão capilar e permeabilidades relativas que são parametros determinantes no desempenho da simulação. Concomitantemente, para dar melhor representatividade aos pontos de entrada (*source*) e saída (*sink*), foram desenvolvidas duas alternativas. Na primeira alternativa, utilizando

uma ferramenta nativa do OpenFOAM denominada *TopoSet*, era indicada a célula da discretização que continha o *source* ou o *sink*. Essa ainda não era a representação ideal pois não havia como criar um ΔP local, entre a célula e o poço. A segunda, e mais adequada, baseou-se no modelo de poço conforme mostrado na figura 4.3. No local, designado pelas suas coordenadas espaciais do poço, o modelo descreve um *source* ou um *sink* com uma pressão de *bottomhole* (pressão do poço) definida nas condições de contorno no início da simulação. Assim, é criado um ΔP local onde os termos q_w , q_o e q_g nas equações 3.30, 3.31 e 3.32 possam ser calculados pela equação 4.1. O parametro $W I$, calculado pela 2.40. Sendo α a fase, e λ a mobilidade, o cálculo da vazão de cada fase pode ser realizado por:

$$q_\alpha = W I \lambda_\alpha (p_\alpha - p_{bh}) \quad (4.1)$$

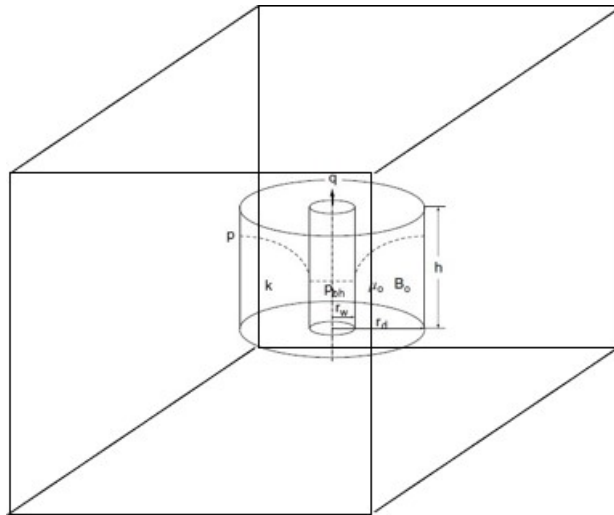


Figura 4.3: Representação do poço na célula.

A etapa seguinte foi a de implementação das equações constitutivas do modelo trifásico (3.30, 3.31 e 3.32), e simultaneamente os modelos de permeabilidade relativa de Stone modificado por Delshad (DELSHAD; POPE, 1989) e o da pressão capilar segundo modelo de Chen (CHEN, 2007). Para realizar uma comparação entre os modelos de permeabilidade foram contruídos os gráficos que são mostrados nas figuras 4.4(a) e 4.4(b). Nesses gráficos são traçadas curvas de permeabilidade relativa do óleo κ_{ro} e da água κ_{rw} versus a saturação da água S_w obtidas pelo modelo de Brooks e Corey (BROOKS; COREY, 1964) e pelo modelo de Stone (DELSHAD; POPE, 1989).

Uma análise das figuras 4.4(a) e 4.4(b) revela que o comportamento previsto em ambos é similar. No entanto, o modelo de Brooks e Corey (BROOKS; COREY, 1964), equações 2.21 e 3.3, prevêem permeabilidades relativas mais elevadas para o óleo na região de alta saturação da água. Uma outra comparação pôde ser realizada obtendo os valores de

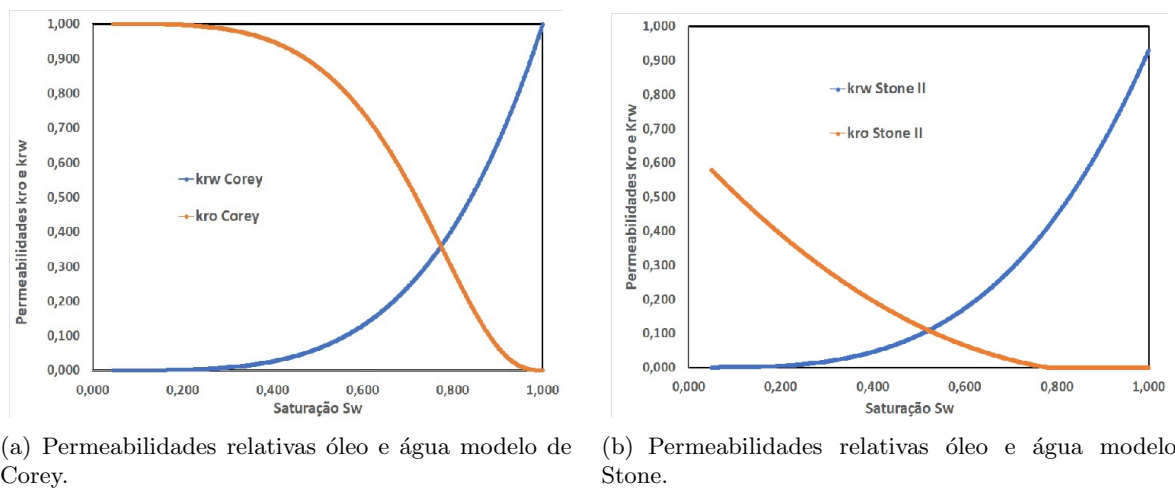


Figura 4.4: Comparação modelo de permeabilidades relativas.

permeabilidade relativa que foram tabulados por Nghiem (NGHIEM et al., 1991). Esses dados estão mostrados na figura 4.5.

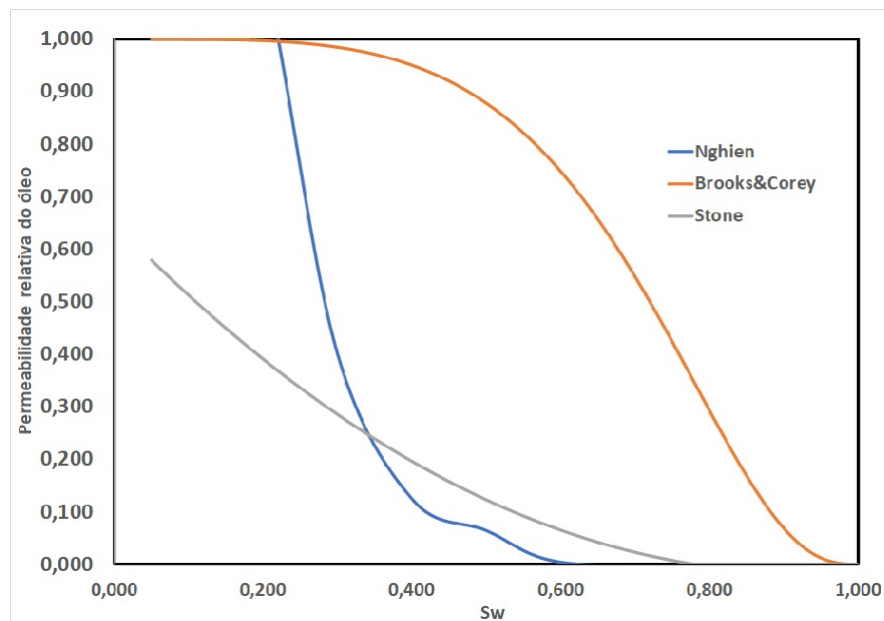


Figura 4.5: Comparação entre modelos de permeabilidade relativa do óleo.

Na prática, a observação dos resultados da simulação fornecem valores mais estáveis para produções além do *breakthrough*, sugerindo que os valores mais elevados de permeabilidade na região de alta saturação da água geram instabilidade no cálculo na região próxima do poço de produção.

Embora obtida a estabilidade além do *breakthrough* um outro problema persistia, sugerindo uma recuperação de óleo superior àquela obtida através de balanços materiais fornecidos pela simulação. Seguiram-se então diversas análises buscando identificar e corrigir o problema.

Em uma avaliação preliminar, para um número de Reynolds, $R_e = 1$ e, considerando um tipo de solo entre argila e areia em Bear (BEAR, 2018) encontramos um diâmetro médio do grão, $d_{medio} = 1\text{ mm}$. Utilizando a equação 2.7 e considerando um valor $\nu = 10^{-6}\text{ m}^2/\text{s}$ para água, obtemos uma velocidade de 10^{-3} m/s , o que é compatível com as características do escoamento estudado. As condições CFL discutidas na seção 2.3 estão adequadamente atendidas. Um outro aspecto levantado foi o chamado "efeito de parede" do reservatório. Dentro do OpenFOAM as superfícies internas do *sandbox* foram designadas como tendo a condição *no slip*, ou seja, velocidade zero. Nessa condição, alcançando esses pontos, a observação visual sugere uma súbita paralisação do escoamento, a superfície da frente do escoamento se abre e passamos a visualizar seu interior. Para minimizar esse efeito foi construído um revestimento de baixa permeabilidade em torno das paredes, ficando a simulação com a aparência mostrada na figura 4.6. Essa figura foi elaborada no software de pos-processamento Paraview. Nela visualizamos o interior do *sandbox* no momento em que a frente de água gerada pela injeção alcança as paredes laterais. Observamos que os fluidos do reservatório não tocam suas paredes. A condição mostrada já é além do *breakthrough*, onde vemos a frente de água com formato aproximadamente esférico deformado pela gravidade e o poço de produção envolvido por uma mistura de frente de água e óleo. Nesse momento já foi injetada uma quantidade de água suficiente para que a frente do deslocamento alcance os limites físicos do *sandbox*.

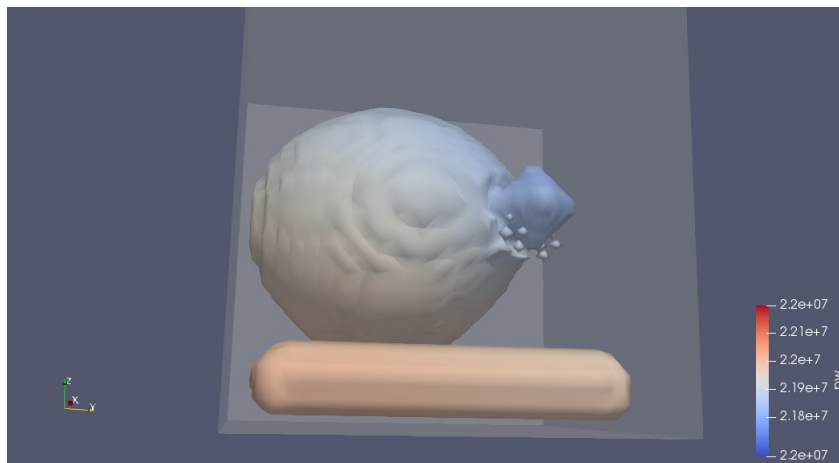


Figura 4.6: Simulação com revestimento nas paredes.

Apesar desse esforço, o problema relacionado ao balanço material persistia, e as atenções foram direcionadas para as seleções de discretização espacial e temporal. Em um primeiro teste comparou-se o valor do passo de tempo até então utilizado de 10^{-2} s com o novo valor de 10^{-3} s . Nesse momento implementou-se também o sub- ΔT , conforme discutido no capítulo 3, seção 3.4. As simulações apresentaram resultados melhores, mas ainda não suficiente para resolver totalmente o problema, quando decidimos realizar um verdadeiro teste de malha, rodando o mesmo caso de simulação com malhas mais refinadas que a definida inicialmente.

Baseado nisso foram construídos os gráficos que são mostrados nas 4.7(a) e 4.7(b).

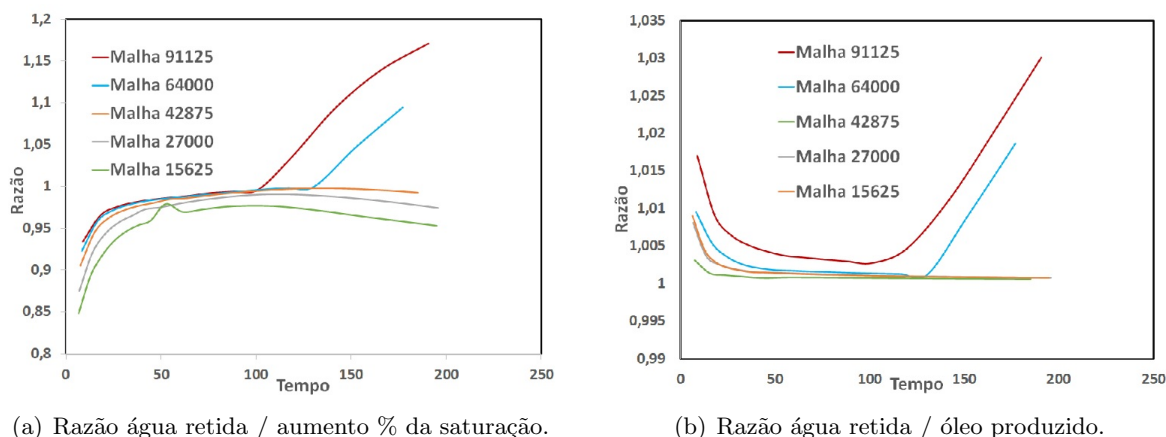


Figura 4.7: Comparação em diferentes malhas.

As curvas da figura 4.7(a) mostram a razão entre a quantidade de água injetada que fica retida no reservatório e o aumento percentual da saturação média do *sandbox* para os diversos números de malha testados. Esta análise decorre do fato que, ao remover o óleo do meio poroso a água fica em seu lugar, e isso deve se refletir no aumento da saturação do meio. A observação da figura 4.7(a) nos mostra que, usando a discretização sem um refinamento adequado as equações não conseguem transformar toda a água injetada em saturação do meio, estando isso de acordo com os resultados até então obtidos. Na figura 4.7(b) foi realizada essa mesma análise, mas empregando o total de óleo produzido acumulando comparando com o total de água retida, nos levando a uma conclusão similar. O domínio original tinha 30x30x30 células, portanto um total de 27000. A análise das figuras 4.7(a) e 4.7(b) mostra que a utilização desse número de malha não era o adequado para a obtenção de uma boa performance do simulador. Aumentando gradualmente o número de malhas, observa-se uma melhoria na performance do balanço material, principalmente no tempo inicial da simulação.

Até o momento da elaboração dos gráficos das figuras 4.7(a) e 4.7(b), um laptop era utilizado nas simulações. Com a necessidade do aumento no número de malhas, tornou-se mandatório a utilização do HPC Yemoja.

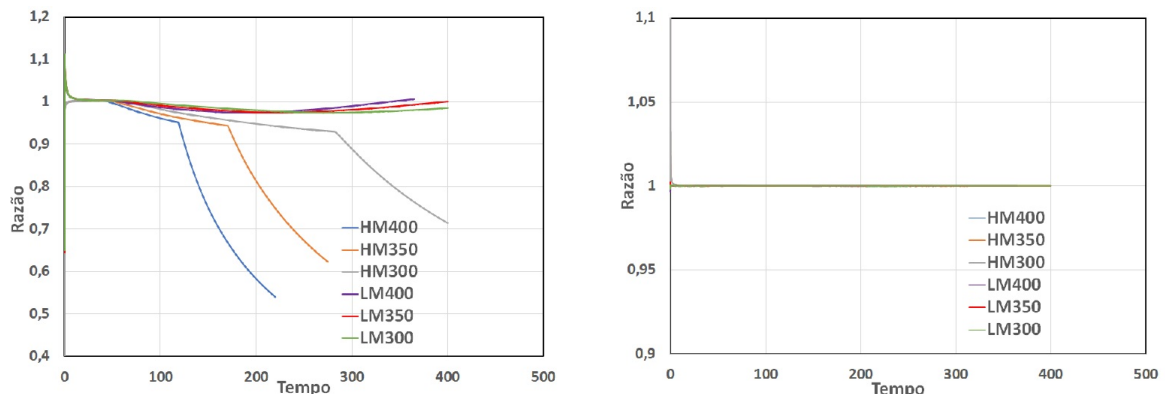
Com base no estudo de malha realizado, definiu-se como adequado um domínio 80x80x50, constituindo-se portanto de 320000 malhas o que representa quase 12 vezes o número inicial. Ao final do estudo a seguir realizado, foram também avaliadas as mesmas razões definidas anteriormente. A rigor, esse novo domínio é o mesmo anterior, com um maior refinamento, onde as dimensões originais foram subdivididas.

Após obtenção dos resultados provenientes das simulações realizadas no HPC Yemoja realizamos avaliações com as malhas utilizadas, sendo os resultados mostrados a seguir nas figuras 4.8(a) e 4.8(b). Nessas figuras as curvas mostradas são para os mesmos parâmetros das figuras 4.7(a) e 4.7(b), mas neste caso para os dois casos de diferentes mobilidades estudados (HM alta mobilidade da água e LM baixa mobilidade da água) com seus respectivos Δp 's.

Na figura 4.8(a) fica enfatizado o impacto das mudanças que ocorrem após o *breakthrough*. Em um primeiro momento o ritmo do aumento da saturação se reduz, e em seguida se torna pequeno o bastante para degradar bastante o cálculo da razão após exaurir o óleo recuperável. Já a figura 4.8(b) aparentemente indica bons resultados sob o aspecto do balanço material, mas, tendo em vista a figura 4.8(a), vemos que o cálculo da razão não tem a sensibilidade adequada para capturar as mudanças que ocorrem e que são observadas na figura 4.8(a).

O aumento do número de malhas expõe, no entanto, um outro problema, possivelmente causado por dois motivos:

- Ao chegar na condição de *breakthrough* o incremento na saturação do reservatório diminui causando maior imprecisão na razão calculada. Esse efeito se intensifica à medida que a quantidade de água no poço de produção aumenta substancialmente;
- O poço de produção é limítrofe, e sua condição é continuamente modificada. À medida que a saturação da água aumenta, o cálculo da pressão capilar é impactado de forma não linear na quantidade produzida pelo poço.



(a) Razão água retida / aumento % da saturação.

(b) Razão água retida / óleo produzido.

Figura 4.8: Resultados obtidos com o mesh selecionado para a simulação no HPC.

Com a estabilidade obtida pós *breakthrough* foram realizados alguns estudos, o primeiro deles no sentido de validar a equação de inundação de Buckley-Leverett. Muitos autores ((AHMED, 2010), (BEAR, 1972), (CHEN, 2007), (COLLINS, 1976), (DAKE, 1998) e (PINDER; GRAY, 2008)) se referem à equação de escoamento imiscível unidimensional como a equação de *water – flooding* de Buckley-Leverett. Esses investigadores definiram o fluxo fracional de água como sendo:

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad (4.2)$$

Se considerarmos que os efeitos das tensões interfaciais são pequenos e, negligenciando os efeitos da gravidade, a equação 4.2 pode ser reescrita como:

$$f_w = \frac{\lambda_w}{\lambda_w + \lambda_o} \quad (4.3)$$

Onde λ_w e λ_o são respectivamente as mobilidades da água e do óleo. Em qualquer caso, onde a água desempenha papel primordial na produção do óleo, o processo de conhecer como ocorre o *water – flooding* é muito importante. Esse processo pode ser descrito de forma matemática simples. Quando a água se desloca, é criada uma frente de saturação de água que é maior que a saturação inicial do reservatório, estabelecendo uma descontinuidade abrupta na saturação da água. A derivada do fluxo fracional obedece à seguinte relação:

$$\left(\frac{d f_w}{d S_w} \right)_{S_w=S_{wf}} = \frac{(f_w)_{S_{wf}}}{S_{wf} - S_{wi}} \quad (4.4)$$

Nessa equação, S_{wf} refere-se à saturação da frente de água enquanto S_{wi} é a saturação inicial do reservatório. A equação 4.4 tem seu ponto de máximo em $S_w < S_{wf}$. Estando no espaço uni-dimensional e aplicando a equação da continuidade a um elemento diferencial desse espaço, obtemos:

$$v_{(S_w)} \equiv \left(\frac{x}{t} \right)_{S_w} = \left(\frac{q_t}{\phi A} \right) \left(\frac{d f_w}{d S_w} \right)_{S_w} \quad (4.5)$$

Na equação 4.5 q_t é o total de água injetada, A é a seção transversal e x a distancia. Essa equação nos diz o quanto rápido uma dada saturação viaja dentro do domínio. Apesar de termos introduzido o conceito deslocamento da frente, dependendo das mobilidades dos fluidos a interface pode não ser abrupta. (DAKE, 1998) mostra que a condição mais favorável é quando a água se move como um pistão. Para que isso seja verdade, nós precisamos ter óleo fluindo à frente da água com uma saturação residual da água, S_{rw} ou água conata. Neste ponto temos a mais alta mobilidade do óleo, e então podemos definir:

$$k'_{ro} = k_{ro}(S_w=S_{wf}) \quad (4.6)$$

Sendo a mobilidade da água inferior à do óleo, atrás da interface a água escoar tendo $S_o = S_{ro}$. Assim:

$$k'_{rw} = k_{rw}(S_w=1-S_{ro}) \quad (4.7)$$

Para o fluxo ser tipo pistão, é necessário que:

$$\frac{k'_{rw} \mu_o}{k'_{ro} \mu_w} = M_{ep} \leq 1 \quad (4.8)$$

Na equação 4.8 M_{ep} é denominada razão de mobilidades do ponto final. Se $M_{ep} \leq 1$, isso significa que, sob um dado diferencial de pressão o óleo viaja mais rápido que a água. Como a água está empurrando o óleo não há tendência a haver o efeito de *by-pass*, resultando teoricamente numa interface abrupta entre os dois fluidos. No entanto, $M_{ep} \geq 1$ é mais comum, levando a água a *by-passar* o óleo, ocorrendo um perfil desfavorável de saturação.

Antes de usar as equações 3.30, 3.31 e 3.32 em um domínio tridimensional, buscando testar a equação de Buckley-Leverett em um domínio unidimensional, e, assumindo que a água possui uma mobilidade inferior à do óleo, foi realizada uma simulação em um domínio conforme mostrado na figura ???. Foi então obtida uma série temporal de S_w conforme mostrado na figura 4.9. Nessa figura vemos a princípio uma interface abrupta por volta de 62 unidades de tempo. (DAKE, 1998) mostra que o volume de óleo móvel (movable oil volume, MOV) pode ser calculado pela equação 4.9:

$$MOV = \phi V (1 - S_{ro} - S_{rw}) \quad (4.9)$$

Todo o óleo contido no reservatório unidimensional pode ser recuperado através da injeção de 1 MOV, caso a eficiência de deslocamento fosse 1. A eficiência de deslocamento é definida pela equação 4.10:

$$E_d = \frac{\bar{S}_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (4.10)$$

No caso de simulação 1 MOV teórico = 7,9 m³. O total de água injetada foi de 10,3 m³ com uma eficiência de deslocamento de 0,76, e portanto, em concordância com o MOV teórico. No entanto, expandindo a escala de tempo para melhor observar a interface, obtemos a figura 4.10. A curva da figura 4.10 pode ser ajustada à uma curva exponencial através da equação:

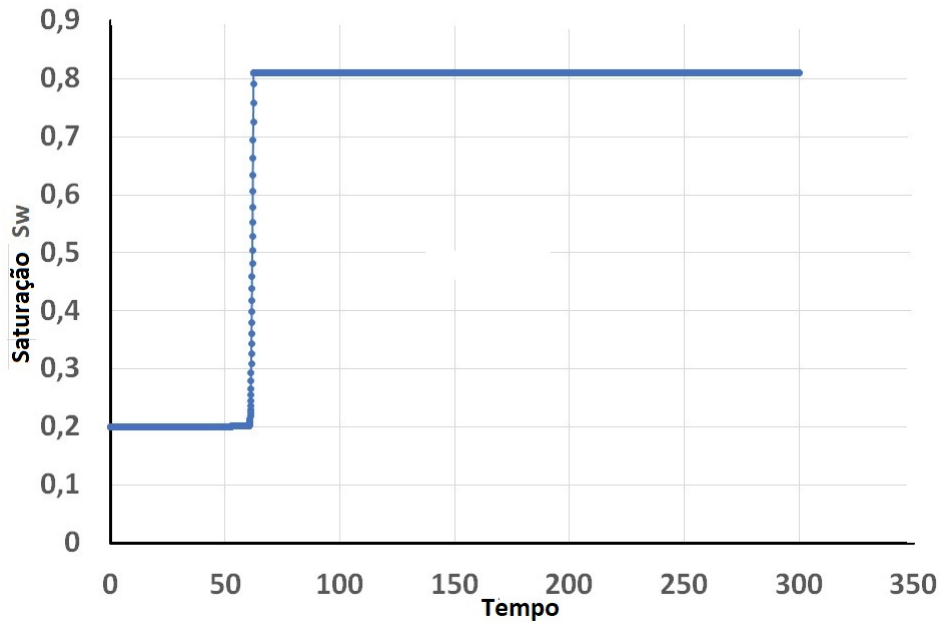


Figura 4.9: Perfil de saturação da água no domínio unidimensional.

$$S_w = -0,03 + 0,24 \text{Exp} \left(\frac{t - 61}{1,2} \right) \quad (4.11)$$

Essa equação sugere que, na verdade, há uma mistura entre o óleo e a água em alguma extensão. Uma discussão mais estendida desse fenômeno poderia ser realizada, mediante o aporte de conhecimentos teóricos mais aprofundados, mas que nos desviariam do foco principal do trabalho que é essencialmente o desenvolvimento do modelo de representação do escoamento do fluido do reservatório. Nesse momento, ficaremos satisfeitos com essa descrição mais sucinta, ficando como oportunidade para estudos posteriores a explicação mais detalhada desse fenômeno.

Uma vez concluído o teste unidimensional, realizou-se simulações em domínios bi- e tri-dimensionais com diferenciais de pressão de 300, 350, e 400 psi., plotando-se os dados de f_w vs S_w . As curvas para os tres domínios foram coincidentes, demonstrando que o fluxo fracional depende somente da saturação. Na figura 4.11, observamos a conhecida curva de f_w vs S_w em forma de S, e no caso, a frente de saturação da água apresenta o mesmo comportamento em todas as dimensões. A solução trivial da equação de Buckley-Leverett nos fornece duas possíveis saturações para cada ponto. Naturalmente, isto não é possível. Para superar esse problema, (PINDER; GRAY, 2008) declara que tal anomalia aparece por conta da dependência de dx/dt com S_w que permite que uma saturação que está se movendo mais rapidamente supere uma outra que se move mais lentamente. Para eliminar esta contradição é requerido que exista uma frente de choque na qual existe uma descontinuidade na saturação, desta forma, criando o conceito de onda de frente de

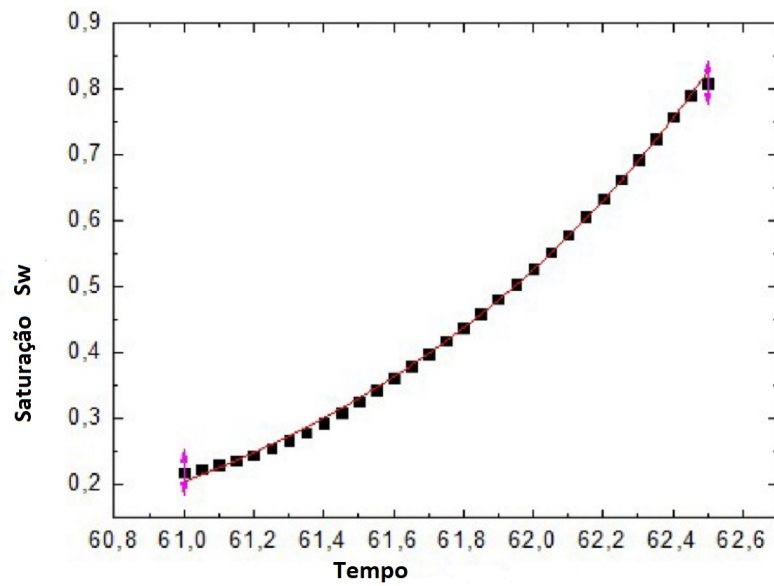


Figura 4.10: Perfil de saturação da água com escala de tempo aumentada.

choque.

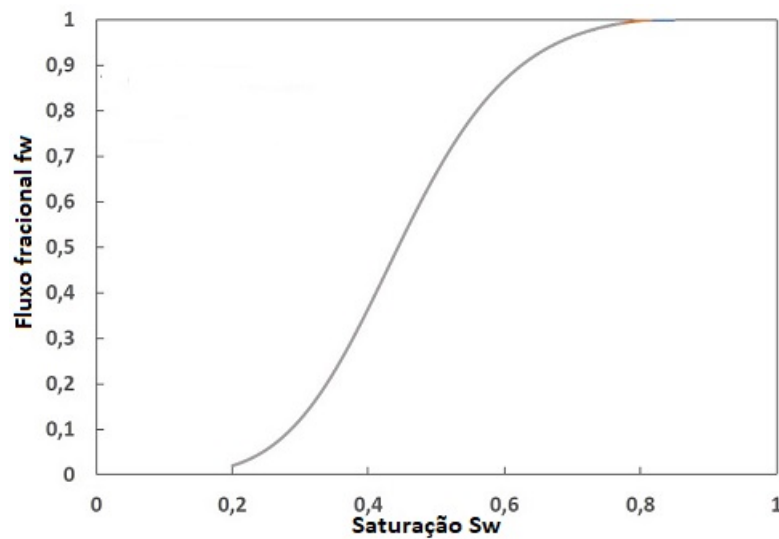
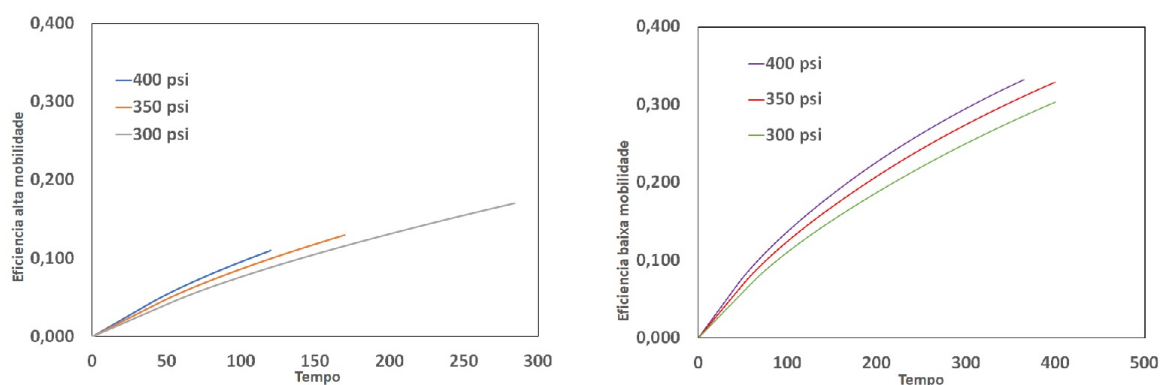


Figura 4.11: Perfis uni- bi- e tridimensionais para ΔP diversos.

Uma importante questão que aparece, é o quanto importantes são os efeitos da gravidade e da capilaridade. Ao incluímos os termos equivalentes, um grande esforço será requerido para o cálculo da derivada do fluxo fracional. Uma considerável simplificação é feita negligenciando esses termos.

$$\nabla p_c - \Delta\rho\nabla z \approx 0 \tag{4.12}$$

Para melhor avaliar o efeito das mobilidades no escoamento de um reservatório, foi dedicado um tempo exclusivo a este aspecto. Para a realização de uma comparação apropriada, foi tomado um domínio tri-dimensional 80x80x50. Nesse domínio, foram modelados 6 casos de simulação e submetidos ao computador Yemoja. Os casos foram divididos onde $\lambda_w > \lambda_o$ e $\lambda_w < \lambda_o$. Em cada um destes foram utilizados os ΔP de 300, 350 e 400 psi. Em todos os passos de tempo foram calculadas as variáveis p_w , S_w , f_w , df_w/dS_w e E_d , esta última sendo a eficiencia de deslocamento. Nas figuras 4.12(a) e 4.12(b) temos gráficos das séries temporais de E_d vs t , para cada ΔP considerado nos casos de alta e baixa mobilidade da água. Para os casos de alta mobilidade a simulação foi realizada até praticamente não haver mais óleo a recuperar. No caso de baixa mobilidade da água, mesmo após o *breakthrough* uma quantidade apreciável de óleo continua a ser recuperada, fazendo com que o tempo de simulação seja significativamente maior. Os valores acumulados de óleo recuperado além dos valores instantaneos são mostrados na figuras 4.13(a), 4.13(b), 4.13(c) e 4.13(d).



(a) Eficiencia de deslocamento com alta mobilidade. (b) Eficiencia de deslocamento com baixa mobilidade.

Figura 4.12: Comparação eficiencias de deslocamento.

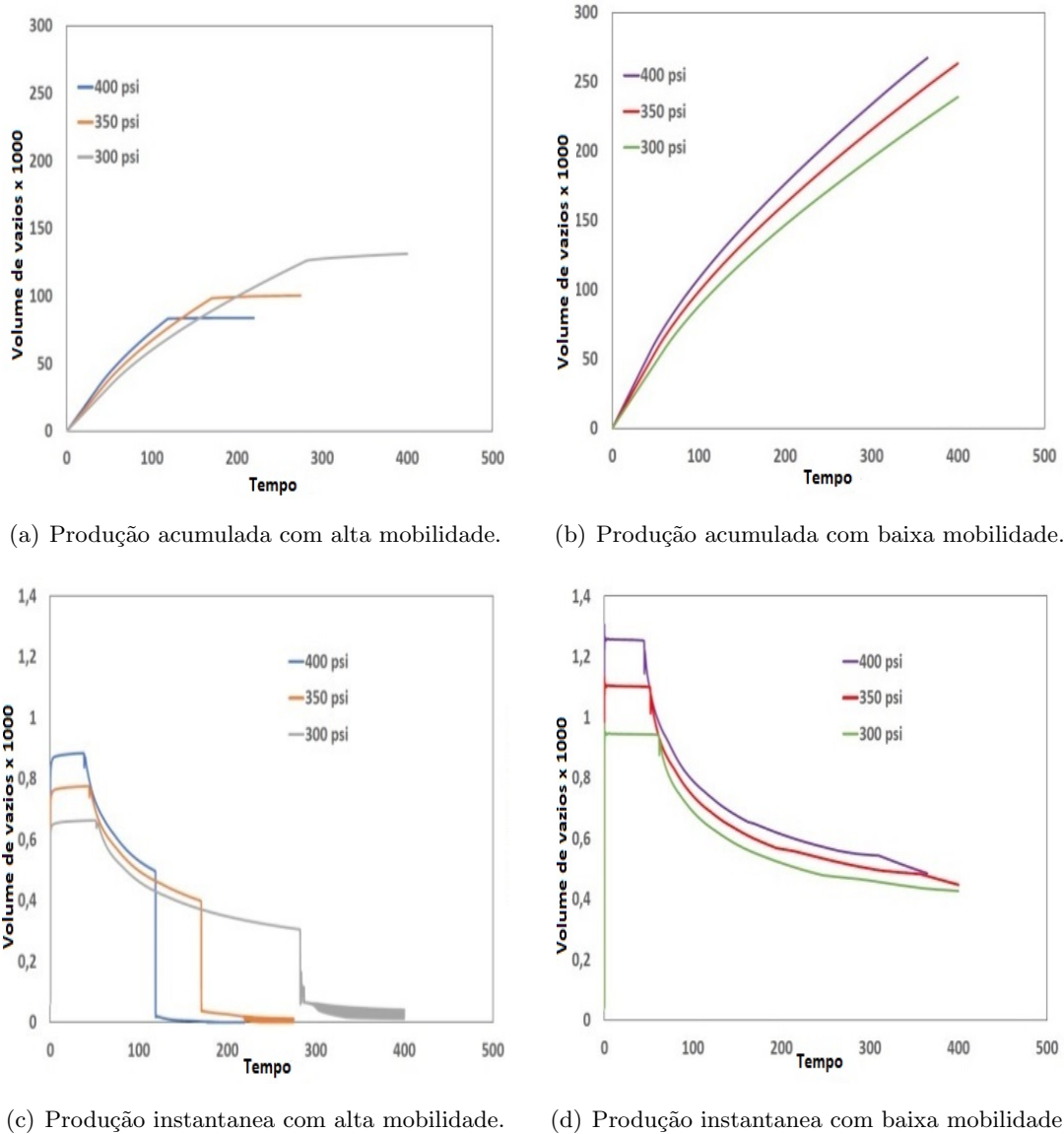


Figura 4.13: Comparação produções acumuladas e instantaneas.

Para o cálculo das saturações das frentes de água, o ponto de partida são as equações 4.3 e 4.4. A equação 4.3 reescrita em função das permeabilidades relativas fica:

$$f_w = \frac{\frac{k_{ro}}{\mu_w}}{\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o}} \tag{4.13}$$

Para o cálculo da derivada devemos tomar por base as equações 3.12 e 3.10. Após o desenvolvimento algébrico das expressões das permeabilidades relativas obtemos:

$$\frac{df_w}{dS_w} = \frac{[A]}{[B]} \quad (4.14)$$

$$[A] = \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o} \right) \left(\frac{k_{rw}^0}{(1 - S_{rw} - S_{ro})^{ew}} (S_w - S_{wr})^{ew-1} \right) - k_{rw} \frac{1}{\mu_o} \left(\frac{k_{rog}^0 eow (S_w - S_{wr})^{eow-1}}{(1 - S_{rw} - S_{orw})^{eow}} + \frac{(k_{rog}^0 - k_{row}^0) k_{rw}^0 ew (S_w - S_{wr})^{ew-1}}{(1 - S_w - S_{orw})^{ew-1}} \right) \quad (4.15)$$

$$[B] = \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o} \right)^2 \quad (4.16)$$

Com base nas equações 4.14, 4.15 e 4.16 podemos então calcular a saturação da frente de água para os casos de alta e baixa mobilidade. Os valores encontrados de 0,57 e 0,73 mostram que, nesse último caso há uma melhor eficiência no deslocamento da água. Nas figuras 4.14(a) e 4.14(b) é elaborada uma comparação entre os fluxos fracionais f_w e derivada df_w/dS_w para alta e baixa mobilidade da água. Embora os perfis das curvas sejam diferentes para as diferentes mobilidades, eles não dependem do diferencial de pressão.

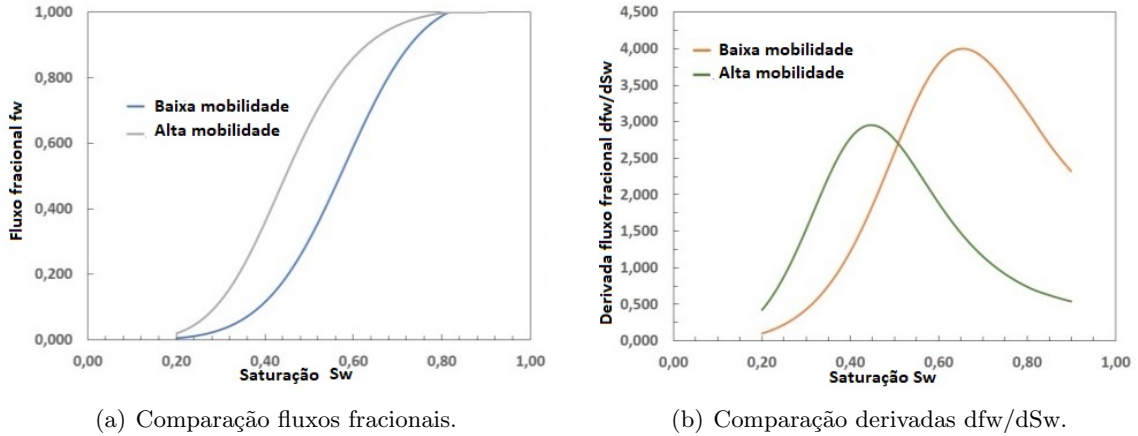


Figura 4.14: Comparação fluxos fracionais e derivada com alta e baixa mobilidade da água.

Nas figuras 4.15(a) e 4.15(b) fica demonstrado que, embora as curvas de permeabilidades sejam coincidentes para os casos estudados, as curvas de mobilidade não apresentam esse comportamento por que dependem também das viscosidades.

Nas simulações é evidenciado que, em um domínio isotrópico, à medida que a água vai sendo injetada, é criada uma frente de aspecto esférico que vai sendo deformada pela gravidade e pelo gradiente de pressão. Isto pode ser observado nas figuras 4.16(a) e 4.16(b). Quando a frente se aproxima do poço de saída forma-se uma espécie de tromba, dessa

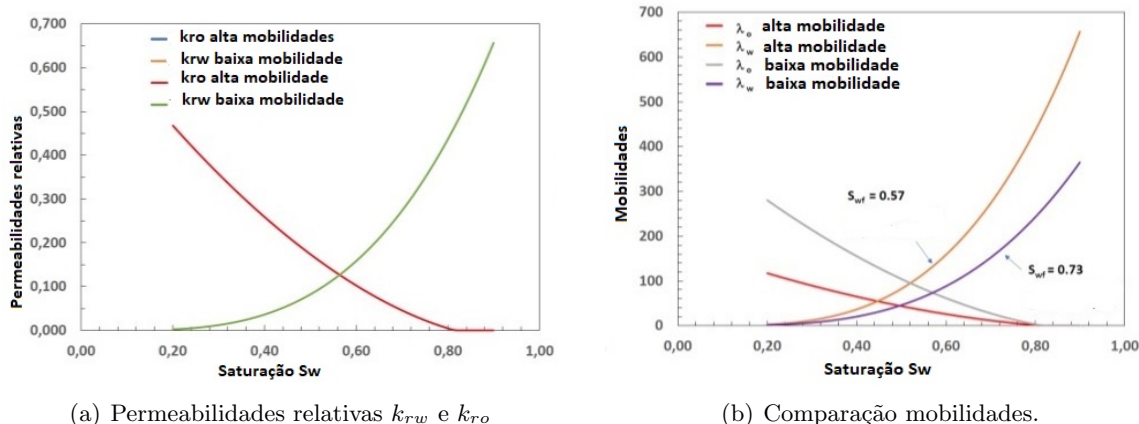


Figura 4.15: Permeabilidades e mobilidades com alta e baixa mobilidade da água.

forma criando o mais curto caminho entre os poços de injeção e produção e iniciando o fenômeno de *breakthrough*. Quando isso ocorre a recuperação do óleo se reduz significativamente, pois parte do que é produzido é a própria água que está sendo injetada. Quando a água tem uma maior mobilidade, a frente de água viaja mais rápido e também com uma pressão mais elevada. Esse efeito pode ser percebido pela diferença de cores e no tamanho da frente de água nas figuras 4.16(a) e 4.16(b). Em ambas, o filtro denominado como *contour* do software de pós-processamento Paraview foi aplicado no nível da frente de saturação S_{wf} . Percebe-se nestas figuras que o volume deslocado no caso de baixa mobilidade é maior, resultando numa eficiência de varrimento mais elevada. Nas figuras 4.16(c) a 4.16(f) foi aplicado um outro filtro, denominado *clip*, e assim feito um corte no *sandbox* de modo a poder observar o gradiente de saturações da água dentro da frente formada. Nas figuras 4.16(c) e 4.16(d) é feito um corte no momento em que a frente de água alcança o poço de saída, percebendo-se pela coloração mais intensa a maior saturação na condição de baixa mobilidade. Nas figuras 4.16(e) e 4.16(f), é mostrada também a maior quantidade varrida de óleo após o *breakthrough* no caso da água com baixa mobilidade. Nesses casos de simulação executados é mostrado que, no caso de alta mobilidade, uma vez criado o caminho preferencial entre o poço de injeção e produção, possivelmente não seja econômico continuar o procedimento, já que a quantidade de óleo produzida tem uma acentuada redução, alcançando praticamente o valor 0. Este aspecto pode ser observado nas figuras 4.13(a) e 4.13(b). Nessas figuras são plotadas as quantidades acumuladas recuperadas de óleo para as situações de alta e baixa mobilidade da água, respectivamente, versus tempo.

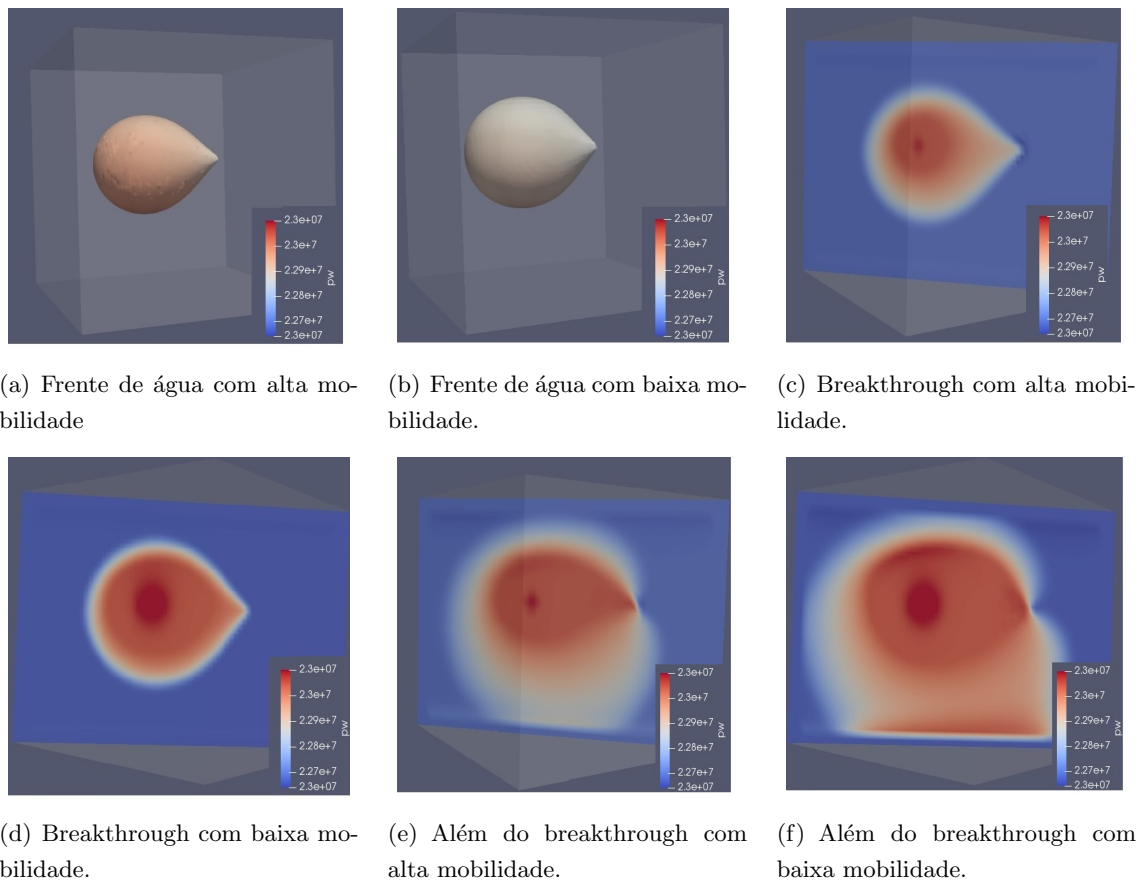


Figura 4.16: Perfis de water-flood obtidos em momentos distintos comparando os casos de alta e baixa mobilidade da água.

Quando realizando recuperação secundária, injetando água com mobilidade superior à do óleo, a razão *óleo produzido/água injetada* reduz-se rapidamente após o *breakthrough*, aproximando-se de 0 após um certo intervalo de tempo. Quanto maior o diferencial de pressão aplicado, mais rapidamente ocorre essa redução. Na condição de baixa mobilidade o óleo continua a fluir por muito mais tempo. Nas figuras 4.17(a) e 4.17(b) é realizada uma comparação para as condições de produções instantaneas e acumuladas. Embora não claramente explicitado, essa análise considera que é possível manipular a mobilidade do fluido sem causar mudanças significativas na sua propriedade permeabilidade relativa. Mesmo o caso de baixa mobilidade da água demonstrando uma vantagem expressiva na quantidade de óleo recuperada, uma cuidadosa avaliação econômica deve ser realizada. Dependendo do compromisso comercial de produção, é recomendável utilizar o menor diferencial de pressão possível. Uma análise de custo-benefício é provavelmente uma ferramenta bastante útil nesses casos, para selecionar a melhor configuração para o campo de produção. A simulação do reservatório pode fornecer todas as informações de processo necessárias para este tipo de análise. Usando também uma ferramenta de código aberto, os parametros referentes ao campo podem ser ajustados e customizados, assim como os modelos de permeabilidade relativa e pressão capilar poder ser refinados e sintonizados

para fornecer uma melhor representação do fenômeno estudado.

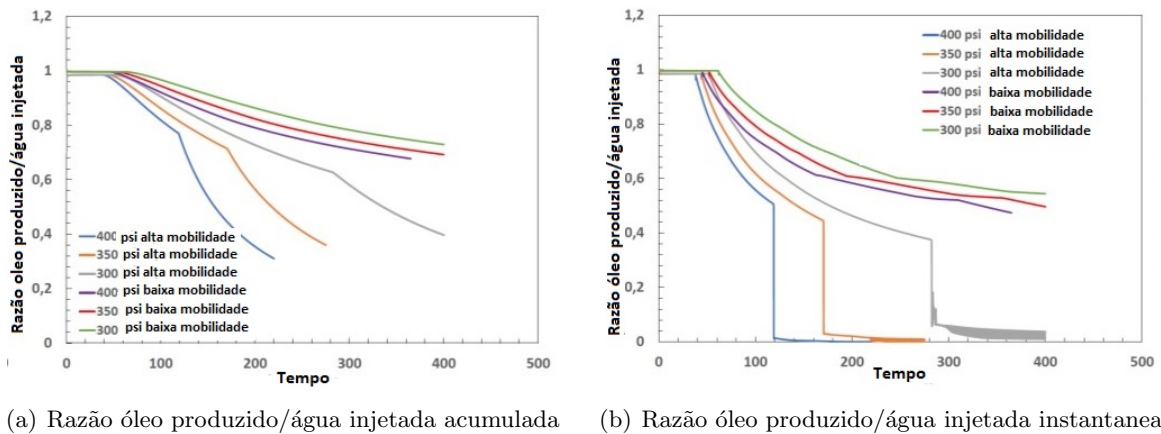


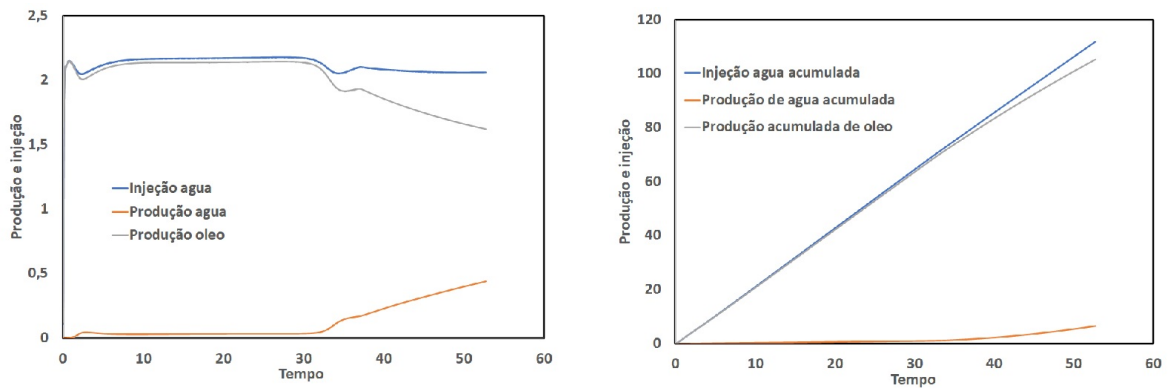
Figura 4.17: Comparativo entre as razões de óleo produzido/água injetada.

4.3 O escoamento trifásico

A discussão dos resultados realizada até aqui foi efetuada com base nas oportunidades de estudo que surgiram como aplicação direcionada para a ferramenta em desenvolvimento. É de fundamental importância ressaltar a principal funcionalidade do solver, que é a representação de um escoamento trifásico, onde, apesar de não ter sido realizado um estudo exemplo para a aplicação da ferramenta, apresentamos a seguir uma comparação de comportamento entre um reservatório trifásico e um bifásico. As figuras mostradas a seguir são resultantes de simulações em condições onde o fluido do reservatório é o mesmo, e as únicas condições de contorno diferentes são as pressões de injeção e produção respectivamente, mas mantendo o mesmo Δp . No caso trifásico, a pressão do poço de produção foi ajustada de forma a ficar ligeiramente abaixo do ponto de bolha (2 bar) do *black oil* representado. O valor da pressão do reservatório utilizado nas simulações possui magnitude da ordem de 200 bar, o que está de acordo com as correlações propostas em McCain (McCain Jr; et al, 2011) para o *black oil* além de dados práticos que podem ser obtidos no trabalho de Nghiem (NGHIEM et al., 1991). Um reservatório bifásico tipicamente apresenta o perfil das produções instantaneas e acumuladas conforme mostrado nas figuras 4.18(a) e 4.18(b);

De acordo com as figuras 4.18(a) e 4.18(b), o *breakthrough* ocorre com pouco mais de 30 unidades de tempo de simulação, ficando evidenciado pela queda na produção de óleo e aumento na produção de água.

Quando a propriedade denominada como ponto de bolha do fluido do reservatório é atingida, no modelo *black oil* gas se desprende do líquido, e, alcançando o poço de produção passa a ser produzido em conjunto com os outros fluidos. As figuras 4.19(a), 4.19(b)

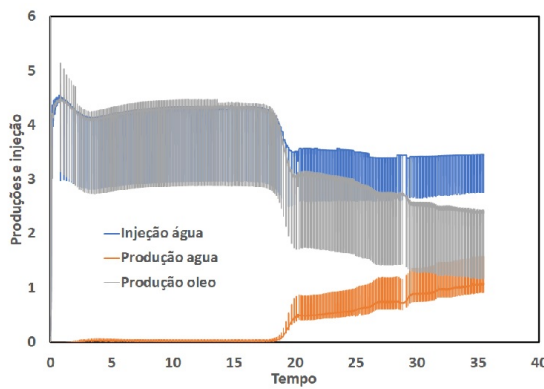


(a) Produções de óleo e água/injeção de água instantâneas

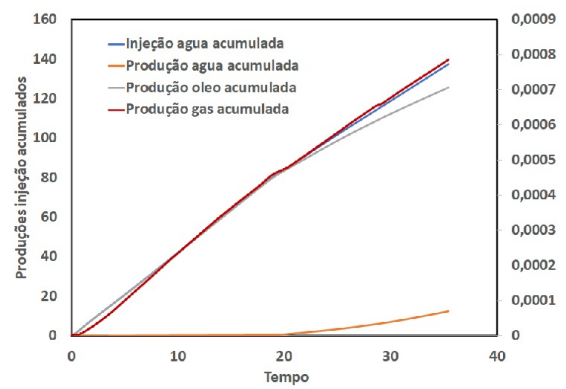
(b) Produções de óleo e água/injeção de água acumuladas

Figura 4.18: Injeção de água e produções em um reservatório típico.

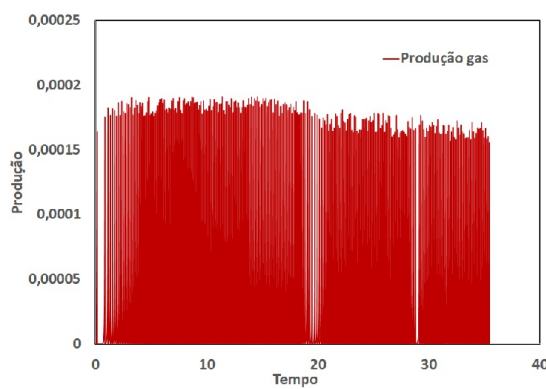
e 4.19(c) revelam que uma queda de cerca de 1% na pressão do poço de produção do reservatório pode trazer drásticas mudanças no seu comportamento. O comportamento geral quanto aos totais produzidos segue um padrão similar ao reservatório bifásico, mas a presença de gas provoca intensas variações no perfil de pressão, principalmente na região próxima do poço de produção do reservatório. A produção de gas foi destacada na figura 4.19(c). Nessas figuras o *breakthrough* ocorre pouco depois de 20 unidades de tempo de simulação.



(a) Produções de óleo e água/injeção de água instantâneas



(b) Produções de óleo, gás e água/injeção de água acumulados



(c) Produção de gás instantânea

Figura 4.19: Injeção de água e produções em um reservatório típico trifásico.

Na busca por um melhor entendimento do fenômeno observado nas figuras 4.19(a) a 4.19(c), foram construídas as figuras 4.20(a) a 4.20(d) , ampliando o intervalo de tempo entre 10 e 10,35 unidades de tempo de simulação. Em uma análise preliminar, observamos que, com a evolução do gás, seu comportamento alterna momentos em que há o colapso total na sua geração e outros onde há uma geração gradual. É importante observar que as diversas variáveis experimentam fenômenos transientes em diferentes dinâmicas. Os dados coletados são do poço de produção. Antes de ocorrer o *breakthrough* a água pré-existente no reservatório não alcança o poço de produção à uma razão fixa. No intervalo em questão observamos um momento em que a água diminui sua taxa de produção, indicada pelo valor geral decrescente de sua saturação. Nessa condição, o óleo tem sua produção elevada. No entanto, nas proximidades do poço de produção o ponto de bolha do *black oil* é atingido e gás começa a ser produzido. Um outro fator a ressaltar é que estamos tentando entender um fenômeno contínuo dentro dos limites das discretizações de tempo e espaço adotadas. Momentaneamente, na figura 4.20(d), observamos que, produzindo gás, rapidamente a pressão capilar do gás se eleva. Nesse mesmo contexto, mas mais lentamente, ocorre uma elevação geral na pressão do reservatório. A produção de água tende a se reduzir

(redução de saturação na 4.20(b), e a pressão capilar do óleo a aumentar. Com esse efeito global, o ponto de bolha é ultrapassado, reduzindo a zero a produção do gas. Com a súbita queda na geração de gas a pressão geral tem uma diminuição, voltando a dar condições à geração do gas. Esse fenômeno tem uma dinâmica rápida, mas está inserido no contexto de outros com dinâmica mais lenta, sugerindo um estudo mais específico para tentar identificar melhor o que estamos observando. Apesar do impacto na produção de gas, as variações de pressão não são suficientes para que a produção de óleo chegue a zero (observado na escala do gráfico à direita na figura 4.20(a)), mas ainda assim produzindo impactos significativos, quando comparamos com o perfil bifásico.

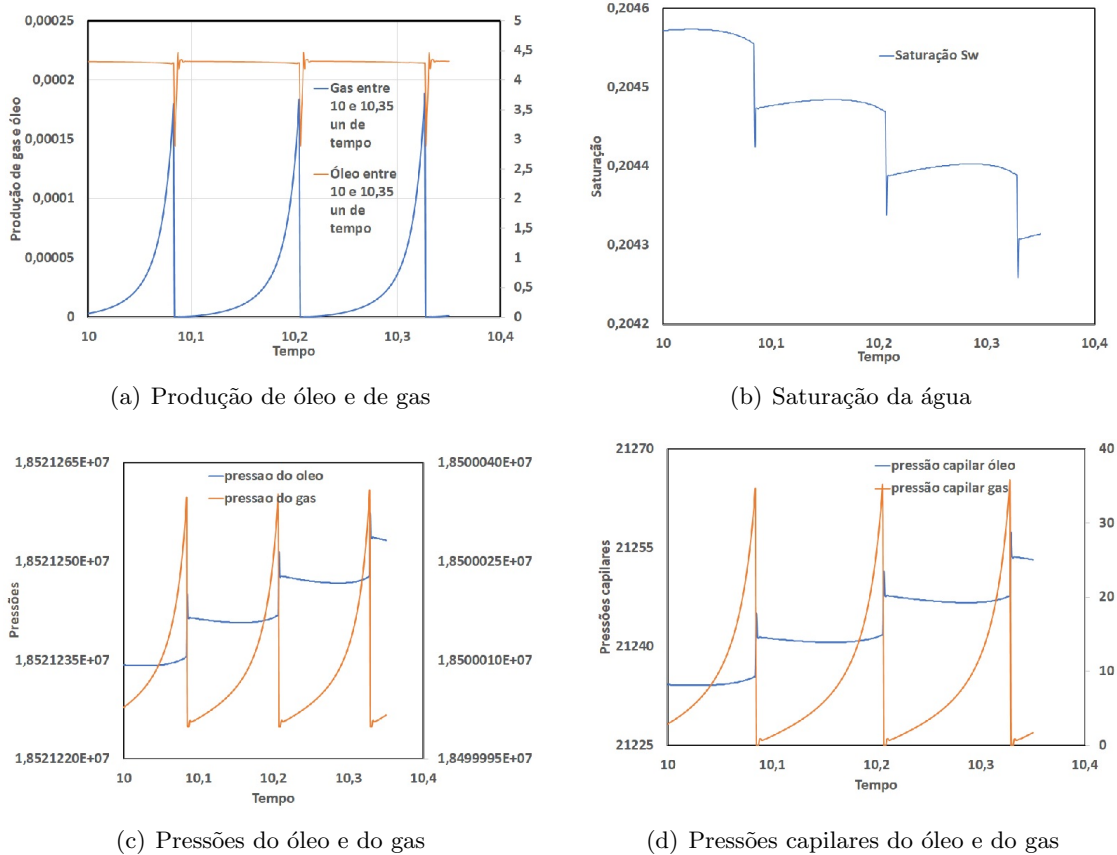


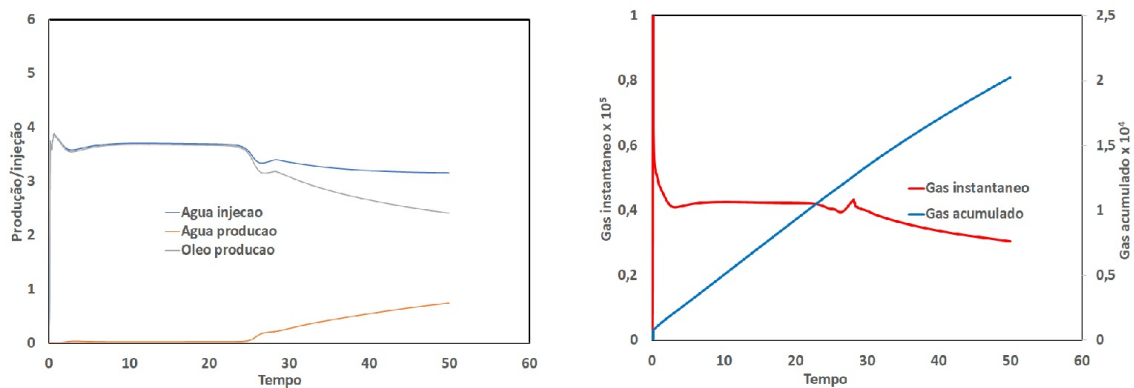
Figura 4.20: Produções e pressões óleo/gas e saturação da água entre 10 e 10,35 unidades de tempo.

Embora reconheçamos a importancia da busca por uma explicação mais robusta para o que está sendo observado, e isto está na essência do trabalho acadêmico, não podemos deixar de lembrar que este não é o principal foco especificamente deste trabalho. A simples observação do fenômeno que está sendo retratado nos remete a várias outras questões que podem se desdobrar em outros estudos mais direcionados. Entre esses pontos temos:

- A produção de gas acelera a produção de óleo quando comparamos com o perfil bifásico. Economicamente seria isso sustentável no tempo?

- No reservatório trifásico observamos espectros de alta e baixa frequência na produção do óleo. Poderia ser uma aplicação da transformada de Fourier, filtrando e determinando essas frequências?
- A pulsação na produção de gas poderia ser melhor descrita com intervalos menores na discretização temporal?

O fenômeno verificado nas figuras 4.20(a) a 4.20(d) não é mais observado na medida em que a quantidade de gas no início da simulação já seja significativa a ponto da formação de gas ao longo do escoamento ser pouco intensa. Nas figuras 4.21(a) e 4.21(b) mostramos o perfil de produção do reservatório partindo de uma considerável quantidade inicial de gas.



(a) Produções de óleo e água/injeção de água instantâneas

(b) Produções de gas instantanea e acumulada

Figura 4.21: Injeção de água e produções em um reservatório trifásico.

Para ilustração, mostramos na figura 4.22 o instante em que o fluxo de água irrompe através do poço de produção com formação de gas. Em vermelho temos o perfil esférico deformado da frente de água, em azul o óleo deslocado, e em amarelo claro o gas se formando na região em torno do poço de produção.

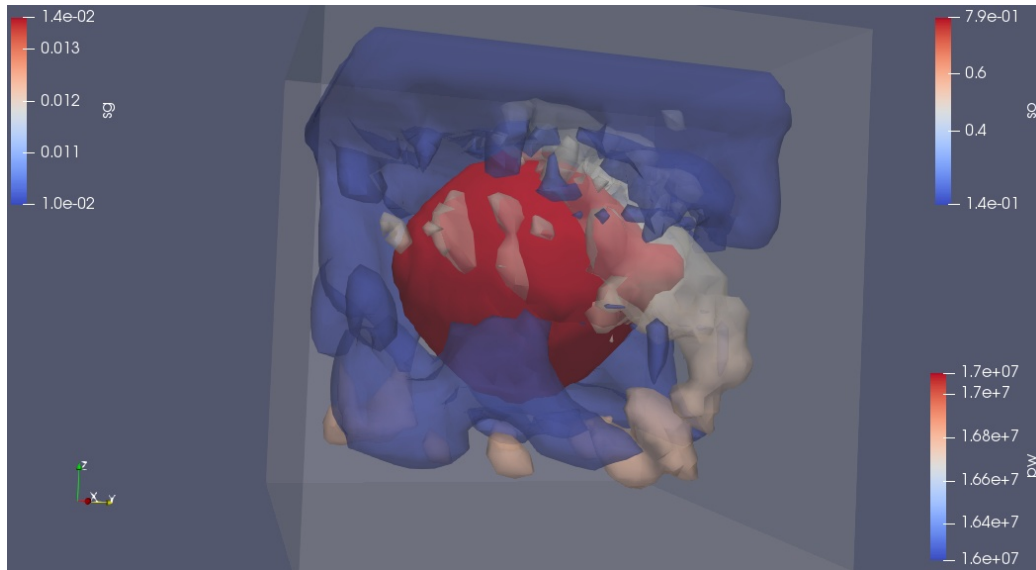


Figura 4.22: Momento em que a água irrompe no poço de produção com gas).

4.4 Analogia com dados da literatura

Como parte da validação de qualquer trabalho científico é importante a comparação com outros trabalhos similares, de alguma forma contribuindo para a robustez dos dados apresentados. Na literatura disponível é bastante difícil encontrar algum trabalho que tenha utilizado modelos internos de pressão capilar e permeabilidade relativa similares, além de revelados com os detalhes necessários as condições de contorno aplicadas. Nossa proposta baseia-se em um modelo tipo *sandbox* e, fazendo uma análise aproximada de similitude dinâmica com um protótipo candidato, nossa conclusão preliminar é que nosso modelo funciona bem quando os poços de injeção e produção não são muito distantes e quando os limites físicos do modelo não são alcançados antes de se observar o que se deseja. Isso torna a busca por uma base comparativa um trabalho talvez de poucas alternativas. Ainda assim, elegemos o trabalho de (NGHIEM et al., 1991) como passível realizar algum tipo de analogia.

O trabalho foi realizado representando um reservatório real de dimensões de aproximadamente 700m x 700m x 30m, com um perfil geométrico conforme mostrado na figura 4.23(a). O padrão de refinamento proposto foi uma malha com 9x9x6 elementos, embora fique claro que refinamentos locais tenham sido adotados em determinadas regiões do reservatório. Certamente que esse nível de refinamento não é compatível com o emprego do método dos volumes finitos no OpenFOAM, onde no nível da malha as equações são resolvidas algebricamente. As dimensões fornecidas são grandes o suficiente para inviabilizar a simulação com a mesma densidade de malhas adotadas em nossos estudos. Para que pudéssemos efetuar nossa simulação, realizamos um refinamento adicional em relação

ao número original, obtendo um número total de malhas de 777600. Na figura 4.23(b) observamos como ficou o refinamento do nosso modelo.

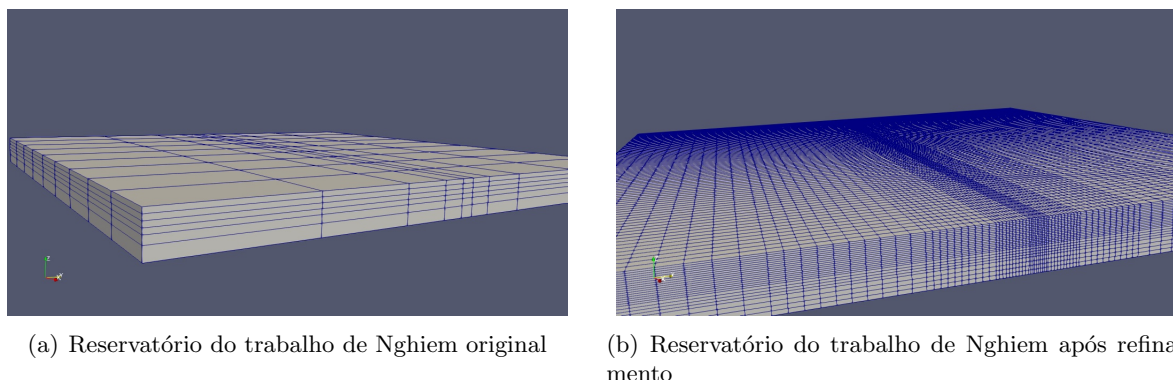


Figura 4.23: Reservatório exemplo original e após refinamento.

Como condição de contorno no trabalho foi estabelecida uma vazão de produção constante, o que na prática significa lidar com uma pressão de *bottom hole* variável. O nosso desenvolvimento não foi dotado dessa característica, ficando a produção dependente de um Δp fixo entre os poços de injeção e produção. Pelo número de malhas empregado era mandatório a simulação no HPC. Infelizmente os tres primeiros trimestres do ano de 2019 foram marcados pela grande instabilidade na continuidade operacional do HPC Yemoja. Era esperado que as simulações consumissem mais de 1 mês de processamento. Em termos de características funcionais o solver desenvolvido ainda não possui a funcionalidade que possibilita reiniciar a simulação a partir do ponto em que foi interrompida. Assim, após 2 meses e 2 tentativas interrompidas subitamente, e ainda sem ter a certeza que uma próxima tentativa seria concluída, decidimos aproveitar os resultados de uma dessas simulações, que são os que são apresentados nas figuras 4.24(a) e 4.24(b).

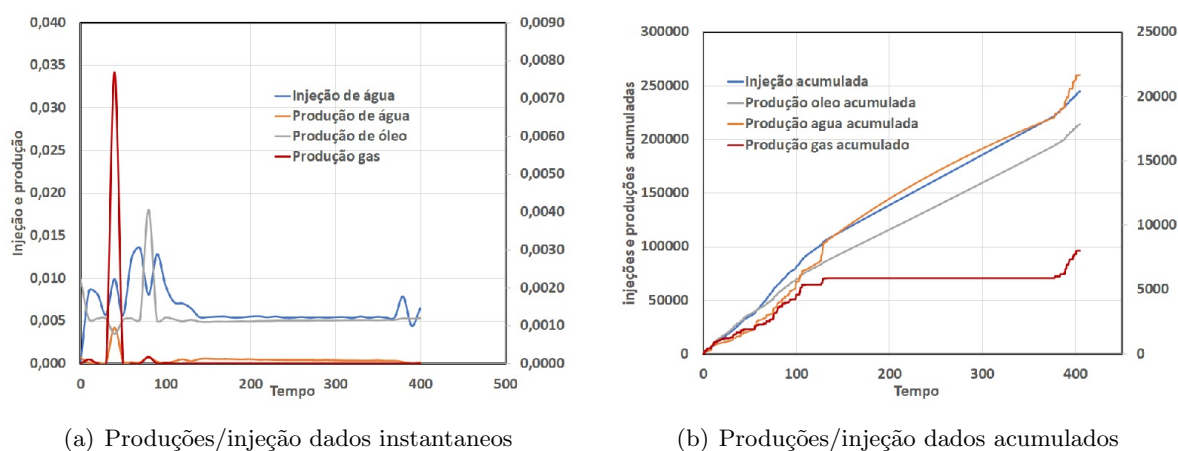


Figura 4.24: Resultados obtidos para analogia.

Baseado na discussão efetuada no trabalho onde temos o protótipo, é evidente que para manter um mesmo nível de produção a pressão no *bottom hole* é manipulada para a ob-

tenção do objetivo. Nas figuras 4.24(a) e 4.24(b), como não é realizado esse controle, há uma maior produção inicial. A simulação de referência foi relatada ao longo de 1500 dias de produção. No nosso caso a estimativa era que pudesse ser concluído um caso de simulação em cerca de 3 a 4 meses. Dado os problemas de continuidade operacional no HPC Yemoja só nos foi possível produzir durante 400 dias, numa simulação que demandou cerca de 1 mês. Há, no entanto, pontos positivos a reconhecer. Nossos resultados mostram a forma geral do fenômeno estudado e, não havendo controle na pressão do *bottom hole* os fluidos acabam sendo produzidos de uma forma compatível com o Δp estabelecido. Em um outro contexto, verificamos também que informações externas são processáveis no nosso modelo.

4.5 Sugestão para trabalhos posteriores

Muitos estudos ou trabalhos podem vir a ser realizados utilizando a estrutura de programação implementada no solver. No entanto, determinados estudos requerem funcionalidades específicas, a depender do estudo, que podem não estar diretamente disponíveis. Buscando dar mais versatilidade à ferramenta, antecipamos e prevemos os seguintes requerimentos.

1. **Produção constante.** Até o momento, toda a implementação realizada foi baseada na produção mantendo a pressão do *bottom-hole* constante. Isso resulta em variações do nível de produção como resultado das mudanças na pressão nas redondezas do poço. Em muitos casos, essa condição não reflete a verdadeira realidade, onde se busca manter o sistema produzindo com uma vazão constante. Esse é um princípio muito simples na prática, pois somente é necessário um controlador para a produção do poço. Em termos de simulação esse ponto é um pouco mais complexo, pois vai requerer que seja variada a pressão do *bottom-hole* para satisfazer a condição de produção constante. Tal implementação está presente dentro de casos desenvolvidos mais recentemente.
2. **Reservatório com múltiplas fraturas.** Como mencionado anteriormente, o caso estudado foi considerado como isotrópico, o que significa que a permeabilidade relativa foi considerada a mesma em todas as direções. Sabemos que essa não é a situação mais comum. Assim, uma facilidade foi implementada de modo a permitir que a simulação possa ser realizada com diferentes valores de permeabilidade em quaisquer das direções, x , y e z . Com isso pode ser estudado o deslocamento preferencial dos fluidos que ocorre nas regiões onde a permeabilidade é maior, por conta das fraturas.

Uma domínio com fraturas regulares é mostrado na figura 4.25.

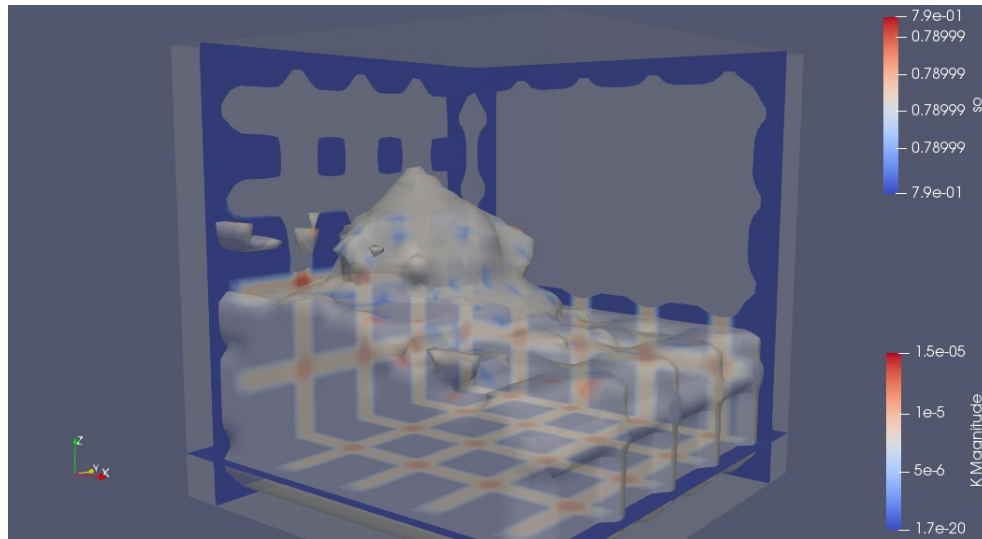
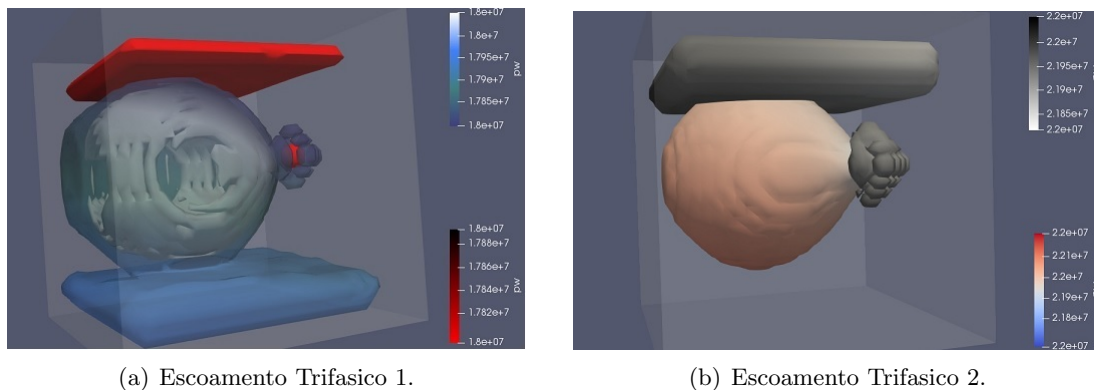


Figura 4.25: Domínio com fraturas em todas as direções (Elaborada pelo próprio autor).

3. Representação detalhada do comportamento trifásico. No modelo *black oil* é permitida a representação da presença de líquido e gas. No entanto, ao se lançar mão desse modelo temos que ter em mente as limitações da representação das condições de equilíbrio, e portanto, a princípio, não seria recomendável a utilização dessa ferramenta quando se espera que evoluam grandes quantidade de gas. A presença de gas, mesmo em baixas proporções já demanda um tempo maior de simulação, dado o cálculo tentativo do fator de compressibilidade Z em todas as células que contem gas no domínio. Mesmo assim, lidando com saturações de gas mais próximas de S_{rg} é possível obter uma representação adequada. Um modelo composicional seria a alternativa a ser empregada para lidar com grandes volumes de gas. As figuras 4.26(a) e 4.26(b) foram elaboradas para reservatórios trifásicos onde podemos observar a frente de água alcançando o poço de produção e o gas se formando na parte superior e em volta do poço de produção.



(a) Escoamento Trifásico 1.

(b) Escoamento Trifásico 2.

Figura 4.26: Representação de escoamento trifásico.

Essas são situações antecipadas. Com a experiência e o nível de conhecimento adquirido, o caminho natural seria a implementação de um modelo composicional. Implementando essa característica, com o simulador poderá ser estudada, por exemplo, a injeção de CO_2 no processo de *EOR*. Desta forma ao modelarmos a distribuição do CO_2 entre as fases, fazendo as necessárias considerações de equilíbrio líquido-vapor poderão ser realizados trabalhos predizendo o comportamento de processos denominados como *Water Alternate Gas* (WAG). Considerando ainda o nível de complexidade que uma simulação composicional de reservatório poderia agregar, sugerimos também estudos visando adequar o solver e tirar um melhor proveito do processamento em paralelo do código.

Termodinâmica aplicada a reservatórios de petróleo

Conforme Prausnitz (PRAUSNITZ et al., 2001), a termodinâmica fornece relações entre muitas propriedades úteis. Estes incluem a relação *pressão vs volume vs temperatura* (PVT) as equações de estado (*EOS*) para o comportamento volumétrico; a entalpia H , energia interna U e capacidade de calor C_p utilizados na avaliação dos efeitos energéticos dos processos através de balanços energéticos; a entropia S utilizada na avaliação das propriedades dos processos reversíveis e na avaliação das consequências das irreversibilidades em processos reais; e a fugacidade f utilizada para a obtenção de condições de equilíbrio vapor-líquido. Com exceção das *EOS* e da capacidade de calor do gás ideal C_p^0 , as propriedades acima não são diretamente mensuráveis; elas podem ser chamadas de conceituais. Suas mudanças podem ser obtidas a partir de experimentos usando relações termodinâmicas entre as "mensuráveis" e podem ser estimadas a partir de modelos para as *EOS* e para C_p^0 .

Um exemplo de um fluido complexo é o petróleo ou óleo cru. O reservatório pode possuir uma capa de gás, denominada como gás natural.

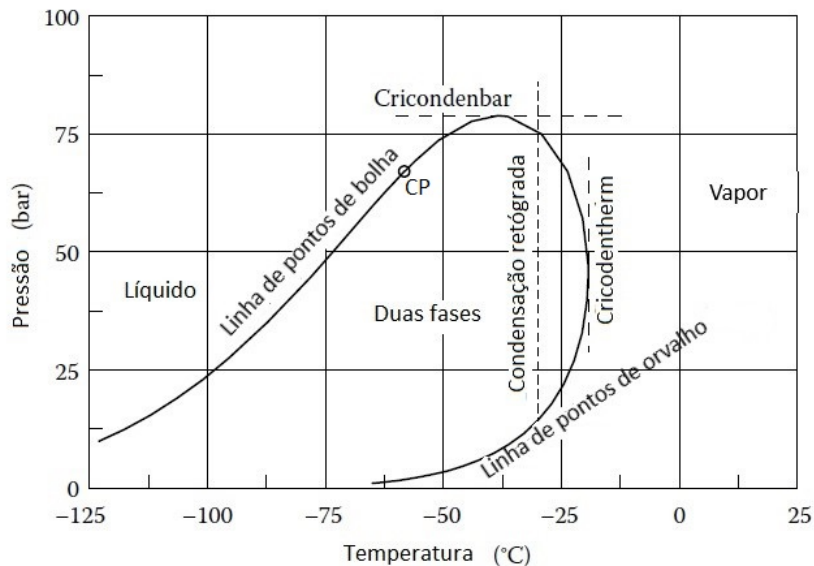


Figura A.1: Diagrama geral para o gás natural.

A figura A.1 mostra o envelope de fase para uma mistura genérica de gás natural, o qual pode ter o comportamento mostrado. O envelope de fase consiste em um ramo de pontos de orvalho e um ramo de pontos de bolha que se encontram no ponto crítico CP da mistura. No ramo do ponto de orvalho, a mistura está em forma gasosa e em equilíbrio com uma quantidade incipiente de líquido. Nestas condições, o gás (ou vapor) é dito ser

saturado. Em temperaturas mais elevadas e na mesma pressão, não há nenhum líquido. Em contrapartida, o gás pode conter componentes líquidos sem a precipitação líquida. O gás é, portanto, dito ser insaturado. No ramo dos pontos de bolha, a mistura está em forma líquida e em equilíbrio com uma quantidade incipiente de gás, e o líquido é dito estar saturado. Em temperaturas mais baixas e na mesma pressão, o líquido (ou óleo) é sub-saturado. No CP , duas fases idênticas estão em equilíbrio, ambas com uma composição igual à composição geral. Em temperaturas próximas à temperatura crítica e pressões acima da pressão crítica, há apenas uma fase presente, mas pode ser difícil dizer se é um gás ou um líquido. O termo fluido supercrítico é frequentemente usado. A maior pressão em que duas fases podem existir é chamada de cricondenbar e a temperatura mais alta com duas fases presentes é chamada de cricondentherm. O fenômeno chamado condensação retrógrada é ilustrado na figura A.1 como uma linha vertical tracejada em $T = -30C$. A esta temperatura, a mistura está em forma gasosa em pressões acima da pressão do ponto de orvalho, ou seja, em pressões acima de aproximadamente $P = 75\text{bar}$. Em pressões mais baixas, a mistura se dividirá em duas fases, um gás e um líquido. A formação do líquido que ocorre como resultado da queda da pressão é chamada de condensação retrógrada. Se a pressão a uma temperatura constante é diminuída para abaixo da pressão mais baixa que o ponto de orvalho de aproximadamente 15bar , a fase líquida desaparecerá, e toda a mistura estará em forma gasosa novamente.

O petróleo é um fluido de reservatório que se constitui basicamente e predominantemente de um grupo de compostos químicos denominados como hidrocarbonetos. Um reservatório pode conter compostos com até cerca de 200 átomos de carbono. A fração C_7^+ (compostos com 7 átomos de carbono ou mais), são os principais constituintes do petróleo propriamente dito. Esses compostos estão distribuídos nos seguintes grupos:

1. Parafinas. Esse grupo se caracteriza por possuir cadeias lineares ou com algum tipo de ramificação, se subdividindo em normal ou isoparafinas.
2. Naftênicos. Nesse grupo estão os compostos cíclicos que se ligam formando anéis. Embora seja possível formar um anel a partir de 3 átomos de carbono, a imensa maioria dos compostos naftênicos possuem anéis de 5 ou 6 átomos de carbono por questões de estabilidade.
3. Aromáticos. Nesse grupo cada composto deve conter pelo menos 1 anel benzênico.

Como a água tem uma solubilidade muito limitada nos hidrocarbonetos, a água é encontrada normalmente numa zona separada, abaixo do leito onde se encontram os hidrocarbonetos.

O ponto crítico de uma substância pura é definido como sendo a máxima temperatura e pressão onde podem coexistir as fases líquida e gasosa. É uma propriedade essencial para o cálculo de propriedades de misturas. O comportamento típico de uma substância pura

pode ser ilustrado pela figura A.2. Nessa figura vemos o comportamento da pressão versus temperatura e da pressão versus volume a uma dada temperatura, para uma substância pura. Na realidade, a figura A.2 são dois planos quaisquer nos eixos pxT e pxV , respectivamente, na figura A.3.

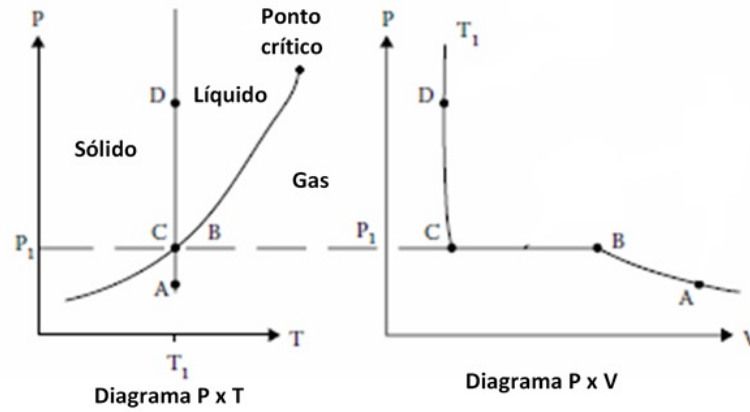


Figura A.2: Diagramas P x T e P x V (Adaptada de figura obtida via Google).

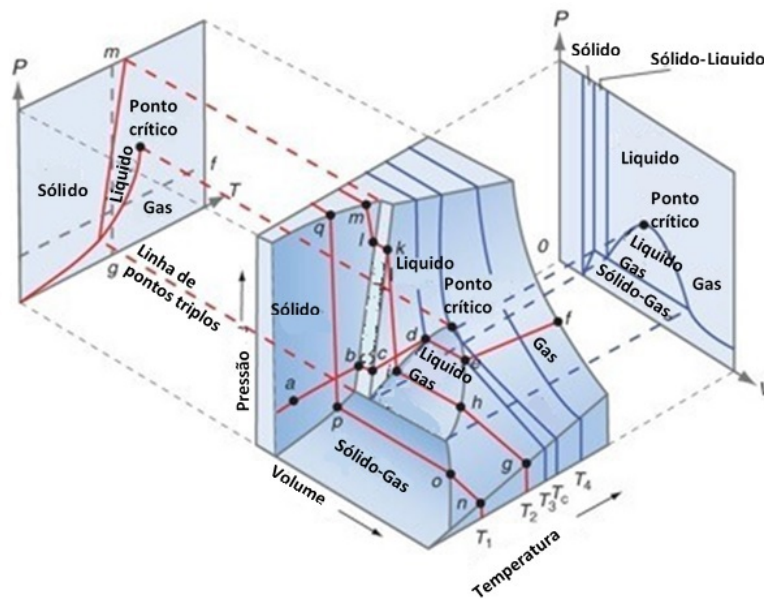


Figura A.3: Diagrama de fase tridimensional (Adaptada de (BEAR, 2018)).

A complexidade de se lidar com misturas multicomponentes fica ilustrada na figura A.4, onde, variando-se a composição dos componentes de uma mistura binária constituída de etano e n-heptano, a envoltória dos pontos críticos dessas misturas resultante exhibe pontos críticos superiores aos dos componentes puros.

Firoozabadi (FIROOZABADI, 1999) descreve a diferença que existe nas condições de equilíbrio

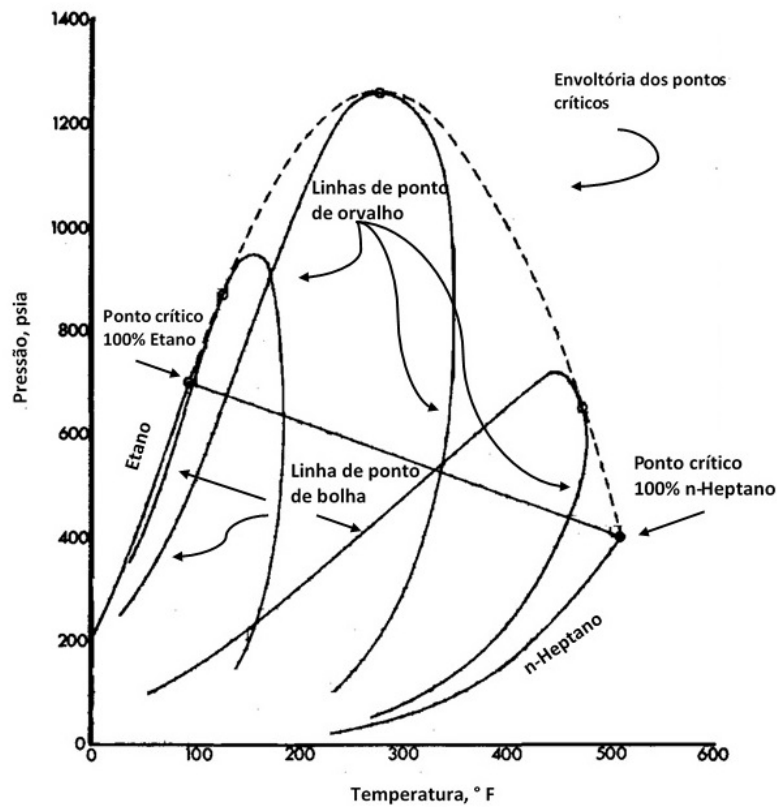


Figura A.4: Diagrama de fase para uma mistura de Etano e n-Heptano.

entre duas fases de uma mistura de hidrocarbonetos quando submetidos a uma interface curva. Para cada uma das fases pode ser escrita uma equação de um elemento infinitesimal relacionando sua energia interna:

$$dU^\tau = T^\tau dS^\tau - P^\tau dV^\tau + \sum_{i=1}^c \mu_i^\tau dn_i^\tau + \sigma dA^\tau \quad (\text{A.1})$$

τ se refere a qualquer uma das fases, U , S , T , P , V , μ , n_i , σ e A são respectivamente energia interna, entropia, temperatura, pressão, volume, potencial químico, número de moles da substância i , tensão interfacial e área.

Na condição de equilíbrio, não há variações na energia interna e entropia, além do que, $T^G = T^L$. Observando que o termo σdA só se aplica a uma das fases, e desde que $dV^G = dV^L$ e $\mu^G = \mu^L$, ficamos com:

$$(P^G - P^L) dV = \sigma dA, \quad \text{onde} \quad dA = 8 \pi r dr \quad e \quad dV = 4 \pi r^2 dr \quad (\text{A.2})$$

De onde chegamos a equação A.3, que é conhecida como a equação de Young-Laplace.

$$P^G - P^L = P_c = \frac{2\sigma}{r} \quad (\text{A.3})$$

Escrevendo a equação de Gibbs-Duhem para cada uma das fases em função dos volumes molares v^L e v^G , e também suas composições molares x_i e y_i , temos nos pontos de bolha e orvalho, respectivamente:

$$-v^L dP^L + \sum_{i=1}^c x_i d\mu_i^L = 0 \quad e \quad -v^G dP^G + \sum_{i=1}^c y_i d\mu_i^G = 0 \quad (\text{A.4})$$

Seguindo a descrição de (FIROOZABADI, 1999), e realizando as manipulações requeridas, chegamos à equação A.5, a qual, considerando a fase líquida como molhante, determina que, as variações das pressões dP^G e dP^L são negativas com a diminuição da curvatura r , em regiões não próximas ao CP . Em ambos os casos, , nessa região, V^G é sempre maior que V^L .

$$dP^G = \frac{2 d(\frac{\sigma}{r})}{\left[1 - \frac{\sum_{i=1}^c x_i V_i^G}{\sum_{i=1}^c x_i V_i^L} \right]} \quad e \quad dP^L = \frac{2 d(\frac{\sigma}{r})}{\left[1 - \frac{\sum_{i=1}^c y_i V_i^G}{\sum_{i=1}^c y_i V_i^L} \right]} \quad (\text{A.5})$$

Na prática, Firoozabadi (FIROOZABADI, 1999) aponta que, quando o raio da bolha ou da gota $r \leq 10^{-5}cm$ a tensão interfacial σ se torna fortemente dependente de r , embora, nas equações deduzidas, considera-se sempre que σ dependa de r . O autor ainda relata que outros pesquisadores, Tindy e Raynal (1966)¹, determinaram a pressão do ponto de bolha de dois reservatórios de óleo em célula PVT e no meio poroso com média de grãos entre 160 a 200 microns, encontrando diferenças de até $7kg/cm^2$. Quando estamos na escala de nanoporos, como por exemplo nos casos do conhecido *tight – oil*, o fenômeno decorrente da interação da tensão interfacial dos fluidos com o raio de curvatura dos grãos da matriz sólida se intensifica significativamente, não podendo nestes casos ser desprezado. Este fenômeno é denominado como confinamento. Como consequência desse fenômeno temos um ponto de orvalho superior ao esperado, como também a supressão do ponto de bolha, no caso do caminho inverso (ESPÓSITO; TAVARES; CASTIER, 2005), (YAN; WANG; KILLOUGH, 2017), (BAI et al., 2020).

Para que duas fases coexistam em equilíbrio, Denbigh (DENBIGH; DENBIGH, 1981) expressa que ambas possuam mesma temperatura e pressão, desde que não estejam separa-

¹O autor original não cita a referência

das por uma barreira rígida ou uma interface de curvatura apreciável. Qualquer substância que possa passar livremente entre as duas fases deve possuir o mesmo potencial químico. Este critério, expresso através das propriedades intensivas T , P e μ , nos conduz à regra das fases de Willard Gibbs. Matematicamente pode ser definido como na descrição que se segue.

$$T^L = T^G, \quad P^L = P^G \quad e \quad \mu^L(T^L, P^L) = \mu^G(T^G, P^G) \quad (\text{A.6})$$

Daí, somente uma dessas quatro variáveis pode ser selecionada arbitrariamente, e dessa forma, há somente um grau de liberdade. Se pudéssemos representar as fases líquido e gas como duas superfícies na figura A.5, as tres relações seriam satisfeitas ao longo da linha pontilhada.

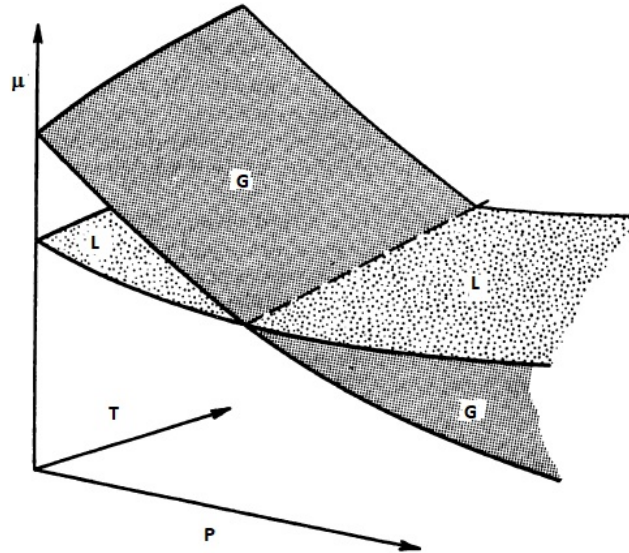


Figura A.5: Diagrama regra das fases (Adaptada de (DENBIGH; DENBIGH, 1981)).

A linha pontilhada determina os valores simultaneos de pressão e temperatura onde é possível coexistirem as duas fases.

Considere-se um sistema contendo um número C de espécies químicas distintas. Assumindo que não há reação química, todas as substancias estão presentes em todas as fases. Para especificar cada fase o sistema requer não somente especificação de pressão e temperatura, mas também $C - 1$ especificações de composição para cada uma delas. Assim, incluindo a pressão e a temperatura, são necessárias $C + 1$ especificações para cada fase. Se coexistem P fases, para o sistema completo temos:

$$\text{número de variáveis} = P (C + 1) \quad (\text{A.7})$$

O número total de variáveis é $C + 2$ e o número total de equações que se pode escrever para cada uma dessas variáveis é $P - 1$.

Assim, ficamos com:

$$\text{número de equações} = (P - 1) (C + 2) \quad (\text{A.8})$$

Em geral o número de equações independentes conectando as variáveis não pode ser maior que o número de variáveis em si. Dessa forma:

$$P (C + 1) \geq (P - 1) (C + 2) \quad \Rightarrow \quad C + 2 - P \geq 0 \quad (\text{A.9})$$

A conclusão é que, o número de fases não pode exceder o número de componentes por mais que 2. Denominando como F o número de graus de liberdade do sistema, podemos escrever a equação [A.10](#), que se constitui na regra das fases.

$$F = C + 2 - P \quad (\text{A.10})$$

Este é o número de variáveis de um sistema, cujos valores podem ser arbitrariamente escolhidos.

Nos reservatórios de petróleo as condições de armazenamento são tais que a mistura se encontra em uma região próxima do ponto crítico da mistura. As figuras [2.1\(a\)](#), [2.1\(b\)](#), [2.1\(d\)](#) e [2.1\(c\)](#) demonstram esse aspecto. Para a modelagem do equilíbrio de fases as equações cúbicas, ou mais conhecidas como equações de estado (EOS), ganharam importância por fornecerem condições mais apropriadas para a representação do comportamento do óleo nessa região. A equação mais aplicada quando se trata de hidrocarbonetos de alta pressão é a de Peng-Robinson ([PENG; ROBINSON, 1976](#)).

$$P = \frac{R T}{\underline{V} - b} - \frac{a(T)}{\underline{V}(\underline{V} + b) + b(\underline{V} - b)} \quad (\text{A.11})$$

Nessa equação, \underline{V} é o volume molar, e os outros parâmetros conforme descritos a seguir:

$$a(T) = \frac{0,45724 R^2 T_C^2}{p_C^2} \alpha(T) \quad e \quad b = \frac{0,07780 R T_C}{P_C} \quad (\text{A.12})$$

$$\sqrt{\alpha(T)} = 1 + \kappa \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_C}} \right) \quad (\text{A.13})$$

$$\kappa = 0,37464 + 1,5422 \omega - 0,26992 \omega^2 \quad (\text{A.14})$$

Os parâmetros a e b são específicos para cada componente presente e ω é o fator acêntrico que está relacionado à forma da molécula da espécie. T_c , P_c e R são respectivamente temperatura crítica, pressão crítica e constante universal dos gases. Peng (PENG; ROBINSON, 1976) adicionou mais um parâmetro dependente da temperatura fazendo:

$$a(T) = a(T_C) \alpha(T) \quad (\text{A.15})$$

Quando em uma mistura, os parâmetros a e b devem ser calculados com as regras de mistura apropriadas.

$$a_{mix} = \sum_{i=1}^C \sum_{j=1}^C y_i y_j a_{ij}, \quad b_{mix} = \sum_{i=1}^C y_i b_i \quad e \quad a_{ij} = \sqrt{a_{ii} a_{jj}} (1 - k_{ij}) = a_{ji} \quad (\text{A.16})$$

Nessa equação o parâmetro k_{ij} é conhecido como parâmetro de interação binária, tendo sido introduzido para proporcionar resultados mais precisos nos cálculos envolvendo as EOS. Estes parâmetros são determinados ajustando a equação aos dados experimentais da mistura.

Muitos trabalhos têm sido feitos e bastante esforço tem sido empreendido com o objetivo de aprimorar a representação da equação de Peng-Robinson, dada sua importância na utilização para modelar o equilíbrio de fases em condições próximas do ponto crítico da mistura. Entre esses trabalhos, temos (MATHIAS; et al, 1989), (TSAI; CHEN, 1998), (GASEM et al., 2001), (AHLERS; GMEHLING, 2001), (LIN; DUAN, 2005), (BALED et al., 2012), (MA et al., 2012), (ABUDOUR et al., 2012), (DIMITRAKOPOULOS; JIA; LI, 2014), (ABUDOUR et al., 2013), (MA; CHEN; ABEDI, 2015).

Na busca por outras linhas de melhorar a representatividade do equilíbrio de fases, Pedersen (PEDERSEN; et al, 2015) menciona que a mecânica estatística é a aproximação molecular para descrever sistemas macroscópicos. Esses modelos possuem uso limitado na indústria do petróleo. A equação de estado Perturbed Chain Statistical Association Fluid Theory (PC-SAFT) (GROSS; SADOWSKI, 2001) pode ser uma boa candidata para fechar o *gap* entre os modelos mecânicos estatísticos e os modelos clássicos da engenharia

do petróleo que são dominados pelas equações cúbicas *EOS*. O modelo foi desenvolvido por Chapman (CHAPMAN; et al, 1988). A teoria PC-SAFT se apóia em um conceito similar ao da equação virial, onde o fator de compressibilidade Z é composto por termos que expressam o desvio do comportamento ideal:

$$Z = 1 + Z^{hc} + Z^{disp} \quad (\text{A.17})$$

O termo Z^{hc} leva em conta a repulsão que existe entre as moléculas enquanto Z^{disp} é o termo atrativo/dispersivo. Cada molécula é representada por tres parametros:

- Número de segmentos: m
- Diametro do segmento: σ
- Energia do segmento: ε

A etapa da descrição desses parametros é complexa e trabalhosa, podendo ser encontrada com mais detalhes em (PEDERSEN; et al, 2015). Como não usaremos este recurso no decorrer desse estudo, apenas destacamos também várias iniciativas que vem sendo empreendidas usando esse modelo de representação, como (LEEKUMJORN; KREJBJERG, 2013), (ASSAREH et al., 2013), (LIANG et al., 2014), (LIANG et al., 2015), (NGUYENHUYNH, 2016), (HOSSEINIFAR; ASSAREH; GHOTBI, 2016), (ASSAREH et al., 2016), (PEREZ et al., 2017) e (YAN; WANG; KILLOUGH, 2017).

Em um escoamento dentro de um reservatório, onde podem estar presentes mais de uma fase dos hidrocarbonetos, é importante impor as restrições de equilíbrio para que se possa calcular com mais precisão as propriedades termodinâmicas das fases presentes. Isto somente é possível adotando-se um modelo composicional para os hidrocarbonetos. Nas regiões de altas pressões, ambas as fases líquida e gasosa apresentam grandes desvios de comportamento quando comparado com a região onde as pressões são proximas da pressão atmosférica ou mesmo 0. Nessas regiões de pressão mais elevada substitui-se a variável pressão por uma correção denominada como fugacidade, que é definida como:

$$\lim_{p \rightarrow 0} \ln \left(\frac{f}{p} \right) = 1 \quad (\text{A.18})$$

Assim, a restrição de equilíbrio a ser aplicada é:

$$\bar{f}_i^L(T, P, \underline{x}) = \bar{f}_i^V(T, P, \underline{y}) \quad (\text{A.19})$$

É importante frisar que a fugacidade de um componente qualquer numa mistura, estando na fase líquida ou gasosa, é diferente daquela desse mesmo componente em estado puro. Matematicamente Sandler ([SANDLER, 2006](#)) expressa na forma:

$$\bar{f}_i(T, P, \underline{x}) \neq \left(\frac{\partial(N\bar{f})}{\partial N_i} \right)_{T, P, N_{j \neq i}} \quad (\text{A.20})$$

A notação $j \neq i$ significa que, com exceção do componente em questão, todos os demais são mantidos constantes. N é o número de moles.

Por fim, a fugacidade de cada espécie em cada uma das fases é calculada por:

$$\ln \left(\frac{\bar{f}_i(T, P, \underline{x})}{x_i P} \right) = \frac{1}{RT} \int_{\underline{V}=\infty}^{\underline{V}=\frac{ZRT}{P}} \left[\frac{RT}{\underline{V}} - N \left(\frac{\partial P}{\partial N} \right)_{(T, P, N_{j \neq i})} \right] d\underline{V} - \ln(Z) \quad (\text{A.21})$$

Essa discussão é de grande importância nos conceitos necessários para perceber a diferença entre a seleção de um modelo composicional e de um modelo tipo *black oil*. Em um modelo composicional as equações de continuidade para cada componente presente podem ser agrupadas em termos de um somatório. No modelo *black oil*, líquido e gas podem coexistir sem necessariamente que a presença de uma dessas fases implique na determinação dos parâmetros da outra. Dessa forma, em um modelo composicional nós nos apropriamos de um dos graus de liberdade do sistema, resultando em termos globais, matematicamente, uma equação diferencial a menos para resolver. No entanto, a parte relativa ao equilíbrio de fases ganha uma notável complexidade, pois o cálculo das razões de equilíbrio para cada componente é iterativo, onde uma equação cúbica, como por exemplo a de Peng-Robinson, necessita ser resolvida para cada fase, para em seguida, havendo mais de uma raiz de valor real, selecionar a que será utilizada mediante o critério da minimização da energia livre de Gibbs normalizada ([AHMED, 2013](#)). Esse cálculo é necessário para cada malha do domínio, a cada avanço temporal.

Referências Bibliográficas

- ABIDIN, A.; PUSPASARI, T.; NUGROHO, W. Polymers for enhanced oil recovery technology. *Procedia Chemistry*, Elsevier, v. 4, p. 11–16, 2012.
- ABUDOUR, A. M.; MOHAMMAD, S. A.; JR, R. L. R.; GASEM, K. A. Volume translated peng robinson equation of state for saturated and single phase liquid densities. *Fluid Phase Equilibria*, Elsevier, v. 335, p. 74–87, 2012.
- ABUDOUR, A. M.; MOHAMMAD, S. A.; JR, R. L. R.; GASEM, K. A. Volume translated peng robinson equation of state for liquid densities of diverse binary mixtures. *Fluid Phase Equilibria*, Elsevier, v. 349, p. 37–55, 2013.
- ABULENCIA, J. P.; THEODORE, L. *Fluid flow for the practicing chemical engineer*. [S.l.]: Wiley Online Library, 2009.
- AHLERS, J.; GMEHLING, J. Development of an universal group contribution equation of state: I. prediction of liquid densities for pure compounds with a volume translated peng robinson equation of state. *Fluid Phase Equilibria*, Elsevier, v. 191, n. 1-2, p. 177–188, 2001.
- AHMED, T. *Reservoir Engineering Handbook*. Burlington, 2010: Gulf Professional Publishing, 2010.
- AHMED, T. *Equations of state and PVT analysis*. [S.l.]: Elsevier, 2013.
- AHMED, T.; MEEHAN, N. *Advanced Reservoir Management and Engineering*. Amsterdan, 2012: Gulf Professional Publishing, 2012.
- ALI, J. A.; KOLO, K.; MANSHAD, A. K.; MOHAMMADI, A. H. Recent advances in application of nanotechnology in chemical enhanced oil recovery: Effects of nanoparticles on wettability alteration, interfacial tension reduction, and flooding. *Egyptian journal of petroleum*, Elsevier, v. 27, n. 4, p. 1371–1383, 2018.
- AMIX, J. W.; et all. *Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties*. New York and others, 1960: McGraw-Hill Book Company, 1960.
- ASSAREH, M.; GHOTBI, C.; PISHVAIE, M. R.; MITTERMEIR, G. M. An analytical delumping methodology for pc saft with application to reservoir fluids. *Fluid Phase Equilibria*, Elsevier, v. 339, p. 40–51, 2013.
- ASSAREH, M.; GHOTBI, C.; TAVAKKOLI, M.; BASHIRI, G. Pc saft modeling of petroleum reservoir fluid phase behavior using new correlations for petroleum cuts and plus fractions. *Fluid Phase Equilibria*, Elsevier, v. 408, p. 273–283, 2016.

AZIZ, K.; SETTARI, A. *Petroleum reservoir simulation*. London, 1979: Applied Science Publ LTD, 1979.

BAI, Y. et al. Coupled compositional flow and geomechanics modeling of fractured shale oil reservoir with confined phase behavior. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier, p. 107608, 2020.

BALED, H. et al. Prediction of hydrocarbon densities at extreme conditions using volume translated srk and pr equations of state fit to high temperature, high pressure pvt data. *Fluid Phase Equilibria*, Elsevier, v. 317, p. 65–76, 2012.

BEAR, J. *Dynamic of fluids in porous media*. New York: Dover Publications, 1972.

BEAR, J. *Modeling phenomena of flow and transport in porous media*. [S.l.]: Springer, 2018.

BEAR, J.; BACHMAT, Y. *Introduction to modeling of transport phenomena in porous media*. Dordrecht, 1990: Kluwer Academic Publishers, 1990.

BLUM, R. *Linux command line and shell scripting bible*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2008.

BLUNT, M.; ZHOU, D.; FENWICK, D. Three phase flow and gravity drainage in porous media. *Transport in porous media*, Springer, v. 20, n. 1-2, p. 77–103, 1995.

BROOKS, R.; COREY, A. Hydrology properties of porous media. *Hydrology Papers*, v. 2, n. 3, p. 10–23, 1964.

BURDINE, N. T. Relative permeability calculations from pore-size distribution data. *Society of Petroleum Engineers*, v. 5, 1953.

CHAPMAN, W. G.; et al. Phase equilibria of associating fluids: Chain molecules with multiple bonding sites. *Mol. Phys.*, n. 65, p. 1057–1079, 1988.

CHEGENIZADEH, N.; SAEEDI, A.; XIE, Q. Application of nanotechnology for enhancing oil recovery. a review. *Petroleum*, v. 2, n. 4, p. 324–333, 2016.

CHEN, Z. *Reservoir simulation: mathematical techniques in oil recovery*. Calgary, 2007: SIAM, 2007.

CHEN, Z.; et all. An improved impes method for two phase flow in porous media. *Transport in Porous Media*, n. 54, p. 361–376, 2004.

CHEN, Z.; et all. *Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media*. Phyladelphia, 2006: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2007.

COATS, K. H.; THOMAS, L.; PIERSON, R. et al. Compositional and black oil reservoir simulation. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE Reservoir Simulation Symposium*. [S.l.], 1995.

- COLLINS, R. E. *Flow of fluids through porous materials*. Tulsa, 1976: Petroleum Publishing Co., 1976.
- CRAFT, B. C.; et all. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Englewoods Cliffs, 1991: Prentice-Hall, 2007.
- DAKE, L. P. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam, 1998: Elsevier Publishing Company, 1998.
- DANDEKAR, A. Y. *Petroleum reservoir rock and fluid properties*. [S.l.]: CRC press, 2013.
- DELSHAD, M.; POPE, G. Comparison of three-phase oil relative permeabilities models. *Transport in Porous Media*, n. 4, 1989.
- DENBIGH, K. G.; DENBIGH, K. G. *The principles of chemical equilibrium: with applications in chemistry and chemical engineering*. [S.l.]: Cambridge University Press, 1981.
- DIERSCH, H. J. *Finite Element Modeling of Flow, Mass and Heat Transport in Porous and Fractured Media*. Berlim, 2014: Springer, 2014.
- DIJKE, M. V.; MCDOUGALL, S.; SORBIE, K. Three phase capillary pressure and relative permeability relationships in mixed wet systems. *Transport in Porous Media*, Springer, v. 44, n. 1, p. 1–32, 2001.
- DIMITRAKOPOULOS, P.; JIA, W.; LI, C. An improved computational method for the calculation of mixture liquid vapor critical points. *International Journal of Thermophysics*, Springer, v. 35, n. 5, p. 865–889, 2014.
- DING, Y.; RENARD, G.; WEILL, L. et al. Representation of wells in numerical reservoir simulation. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Society of Petroleum Engineers, v. 1, n. 01, p. 18–23, 1998.
- DONNEZ, P. *Essentials of Reservoir Engineering*. Paris, 2007: Editions Technip, 2007.
- ECONOMIDES, M. J.; HILL, A. D.; EHLIG-ECONOMIDES, C.; ZHU, D. *Petroleum production systems*. [S.l.]: Pearson Education, 2013.
- ESPÓSITO, R.; TAVARES, F.; CASTIER, M. Phase equilibrium calculations for confined fluids, including surface tension prediction models. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, SciELO Brasil, v. 22, n. 1, p. 93–104, 2005.
- EWING, R. *The Mathematics of Reservoir Simulation*. Philadelphia, 1983: Society for Industrial and Applied Mathematics (SIAM), 1983.
- FIROOZABADI, A. *Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoir*. New York and others, 1999: McGraw-Hill, 1999.

- GASEM, K.; GAO, W.; PAN, Z.; JR, R. R. A modified temperature dependence for the peng robinson equation of state. *Fluid phase equilibria*, Elsevier, v. 181, n. 1-2, p. 113–125, 2001.
- GINZBOURG, I.; ADLER, P. Surface tension models with different viscosities. *Transport in porous media*, Springer, v. 20, n. 1-2, p. 37–76, 1995.
- GOGARTY, W. et al. Mobility control with polymer solutions. *Society of Petroleum Engineers Journal*, Society of Petroleum Engineers, v. 7, n. 02, p. 161–173, 1967.
- GOUDARZI, A.; et all. A critical assessment of several reservoir simulators for modeling chemical enhanced oil recovery processes. *Society of Petroleum Engineers*, 2013.
- GREENSHIELDS, C. *OpenFOAM Userguide*. [S.l.]: OpenFOAM Foundation LTD, 2018.
- GROSS, J.; SADOWSKI, G. Perturbed chain soft: An equation of state based on a perturbation theory for chain molecules. *Industrial & engineering chemistry research*, ACS Publications, v. 40, n. 4, p. 1244–1260, 2001.
- GUO, B. *Petroleum production engineering, a computer-assisted approach*. [S.l.]: Elsevier, 2011.
- HASSANIZADEH, S. M.; GRAY, W. G. Thermodynamic basis of capillary pressure in porous media. *Water resources research*, Wiley Online Library, v. 29, n. 10, p. 3389–3405, 1993.
- HOLMES, J. A. et al. A unified wellbore model for reservoir simulation. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. [S.l.], 2010.
- HONARPOUR, M. M. *Relative Permeability Of Petroleum Reservoirs*. [S.l.]: CRC press, 2018.
- HOSSEINIFAR, P.; ASSAREH, M.; GHOTBI, C. Developing a new model for the determination of petroleum fraction pc soft parameters to model reservoir fluids. *Fluid Phase Equilibria*, Elsevier, v. 412, p. 145–157, 2016.
- HU, X.; HU, S.; JIN, F.; HUANG, S. *Physics of petroleum reservoirs*. [S.l.]: Springer, 2017.
- JASAK, H. Openfoam: open source cfd in research and industry. *International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering*, De Gruyter Open, v. 1, n. 2, p. 89–94, 2009.
- JASAK, H.; JEMCOV, A.; TUKOVIC, Z. et al. Openfoam: A c++ library for complex physics simulations. In: IUC DUBROVNIK CROATIA. *International workshop on coupled methods in numerical dynamics*. [S.l.], 2007. v. 1000, p. 1–20.

JR, W. E. S. *The Linux command line: a complete introduction*. [S.l.]: No Starch Press, 2012.

KHADEMOLHOSSEINI, R.; JAFARI, A.; SHABANI, M. Micro scale investigation of enhanced oil recovery using nano/bio materials. *Procedia Materials Science*, Elsevier, v. 11, p. 171–175, 2015.

KWIATKOWSKI, K.; ZUK, P.; DUDYŃSKI, M.; BAJER, K. Pyrolysis and gasification of single biomass particle new openfoam solver. In: IOP PUBLISHING. *Journal of Physics: Conference Series*. [S.l.], 2014. v. 530, n. 1, p. 012015.

LEEKUMJORN, S.; KREJBJERG, K. Phase behavior of reservoir fluids: Comparisons of pc saft and cubic eos simulations. *Fluid Phase Equilibria*, Elsevier, v. 359, p. 17–23, 2013.

LENHARD, R.; PARKER, J. Measurement and prediction of saturation pressure relationships in three phase porous media systems. *Journal of Contaminant Hydrology*, Elsevier, v. 1, n. 4, p. 407–424, 1987.

LIANG, X.; YAN, W.; THOMSEN, K.; KONTOGEORGIS, G. M. On petroleum fluid characterization with the pc saft equation of state. *Fluid Phase Equilibria*, Elsevier, v. 375, p. 254–268, 2014.

LIANG, X.; YAN, W.; THOMSEN, K.; KONTOGEORGIS, G. M. Modeling the liquid liquid equilibrium of petroleum fluid and polar compounds containing systems with the pc saft equation of state. *Fluid Phase Equilibria*, Elsevier, v. 406, p. 147–155, 2015.

LIN, H.; DUAN, Y.-Y. Empirical correction to the peng robinson equation of state for the saturated region. *Fluid phase equilibria*, Elsevier, v. 233, n. 2, p. 194–203, 2005.

MA, J. et al. Thermodynamic properties and vapor liquid equilibria of associating fluids, peng robinson equation of state coupled with shield sticky model. *Fluid Phase Equilibria*, Elsevier, v. 330, p. 1–11, 2012.

MA, M.; CHEN, S.; ABEDI, J. Binary interaction coefficients of asymmetric ch₄, c₂h₆, and co₂ with high n alkanes for the simplified pc saft correlation and prediction. *Fluid Phase Equilibria*, Elsevier, v. 405, p. 114–123, 2015.

MALISKA, C.; et al. A variable timestep strategy for accelerating the impes solution algorithm in reservoir simulation. In: *Proceeding of the XXVII Iberian Latin American Congress on Computational Methods in Engineering*. Belem, Pará, Brazil: [s.n.], 2006.

MANGANI, L.; BUCHMAYR, M.; DARWISH, M. Development of a novel fully coupled solver in openfoam: Steady state incompressible turbulent flows. *Numerical Heat Transfer, Part B: Fundamentals*, Taylor & Francis, v. 66, n. 1, p. 1–20, 2014.

MARIC, T.; et al. *OpenFOAM Technology Primer*. [S.l.]: Sourceflux, 2014.

- MATHIAS, P. M.; et al. A density correction for the peng robinson equation of state. *Fluid Phase Equilibria*, Elsevier, v. 47, n. 1, p. 77–87, 1989.
- McCAIN Jr, W.; et al. *Petroleum Reservoir Fluid Properties Correlations*. Tulsa, 2011: PennWell Corporation, 2011.
- MIRANDA, C. R.; LARA, L. S. d.; TONETTO, B. C. et al. Stability and mobility of functionalized silica nanoparticles for enhanced oil recovery applications. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE international oilfield nanotechnology conference and exhibition*. [S.l.], 2012.
- MORELAND, K. The paraview tutorial. *Sandia National Laboratories, Tech. Rep. SAND*, 2013.
- MOUKALLED, F.; et al. *The Finite Volume Method in Computational Fluid Dynamics*. Switzerland, 2016: Springer International Publishing, 2016.
- NEWHAM, C.; VOSSSEN, J.; ALBING, C.; VOSSSEN, J. Bash cookbook: Solutions and examples for bash users (cookbooks (o'reilly)). O'Reilly Media, Inc., 2007.
- NGHIEM, L.; COLLINS, D. A.; SHARMA, R. et al. Seventh spe comparative solution project: Modelling of horizontal wells in reservoir simulation. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE Symposium on Reservoir Simulation*. [S.l.], 1991.
- NGUYENHUYNH, D. A modified group contribution pc saft equation of state for prediction of phase equilibria. *Fluid Phase Equilibria*, Elsevier, v. 430, p. 33–46, 2016.
- NIELD, A.; BEJAN, A. *Convection in Porous Media*. Auckland, 2017: Springer International Publishing, 2017.
- PEACEMAN, D. W. et al. A new method for calculating well indexes for multiple wellblocks with arbitrary rates in numerical reservoir simulation. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE Reservoir Simulation Symposium*. [S.l.], 2003.
- PEDERSEN, K. S.; et al. *Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids*. New York, 2015: CRC Press, 2015.
- PENG, D.-Y.; ROBINSON, D. B. A new two constant equation of state. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, ACS Publications, v. 15, n. 1, p. 59–64, 1976.
- PEREZ, A. G.; COQUELET, C.; PARICAUD, P.; CHAPOY, A. Comparative study of vapour-liquid equilibrium and density modelling of mixtures related to carbon capture and storage with the srk, pr, pc saft and saft vr mie equations of state for industrial uses. *Fluid Phase Equilibria*, Elsevier, v. 440, p. 19–35, 2017.
- PINDER, G. F.; GRAY, W. G. *Essentials of multiphase flow and transport in porous media*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2008.

- PRAUSNITZ, J. M.; POLING, B. E.; O'CONNELL, J. P. et al. *The properties of gases and liquids*. [S.l.]: Mcgraw-hill New York, 2001.
- PYE, D. J. et al. Improved secondary recovery by control of water mobility. *Journal of Petroleum technology*, Society of Petroleum Engineers, v. 16, n. 08, p. 911–916, 1964.
- REDFORD, D. A.; et al. Laboratory model flow test systems of in situ recovery from alberta oil sands. *26th Can. Chem. Eng., Conf., Symposium on Tar Sands*, 1976.
- RENARD, G.; et al. Representation of wells in numerical reservoir engineering. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 1998.
- ROUSTAEI, A.; SAFFARZADEH, S.; MOHAMMADI, M. An evaluation of modified silica nanoparticles efficiency in enhancing oil recovery of light and intermediate oil reservoirs. *Egyptian Journal of Petroleum*, Elsevier, v. 22, n. 3, p. 427–433, 2013.
- SANDLER, S. I. *Chemical, Biochemical, and Engineering Thermodynamics*. USA, 2006: John Willey Sons, 2006.
- SARAF, D.; MCCAFFERY, F. Relative permeabilities. In: *Developments in Petroleum Science*. [S.l.]: Elsevier, 1985. v. 17, p. 75–118.
- SATTER, A.; et al. *Reservoir Engineering*. Amsterdam, 2016: Elsevier - Gulf Publishing Company, 2016.
- SATTER, A.; IQBAL, G. M.; BUCHWALTER, J. L. *Practical enhanced reservoir engineering: assisted with simulation software*. [S.l.]: Pennwell Books, 2008.
- SCHLICHTING, H.; GERSTEN, K. *Boundary-layer theory*. [S.l.]: Springer, 2016.
- SHELDON, J. W.; et al. One-dimensional, incompressible, noncapillary, two-phase fluid flow in a porous medium. *T SPE AIME*, n. 216, p. 290–296, 1959.
- SILVA, L.; LAGE, P. Implementation of an eulerian multi phase model in openfoam and its application to polydisperse two-phase flows. In: *OpenFOAM international conference*. [S.l.: s.n.], 2007.
- SKJAEVELAND, S. et al. Capillary pressure correlation for mixed wet reservoirs. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE India Oil and Gas Conference and Exhibition*. [S.l.], 1998.
- SQUILLACOTE, A. H. et al. *The paraview guide*. [S.l.]: Kitware Clifton Park, NY, 2007.
- STONE, H. L.; GARDNER, A. O. Analysis of gas cap or dissolved gas reservoirs. *T SPE AIME*, n. 222, p. 92–104, 1961.
- TSAI, J. C.; CHEN, Y. P. Application of a volume-translated peng robinson equation of state on vapor-liquid equilibrium calculations. *Fluid phase equilibria*, Elsevier, v. 145, n. 2, p. 193–215, 1998.

- VALKO, P.; JR, W. M. Reservoir oil bubblepoint pressures revisited; solution gas oil ratios and surface gas specific gravities. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier, v. 37, n. 3-4, p. 153–169, 2003.
- VELARDE, J.; BLASINGAME, T.; JR, W. M. et al. Correlation of black oil properties at pressures below bubble point pressure. a new approach. In: PETROLEUM SOCIETY OF CANADA. *Annual Technical Meeting*. [S.l.], 1997.
- VERSTEEG, H. K.; MALALASEKERA, W. *An introduction to computational fluid dynamics: the finite volume method*. London, 2007: Pearson Education, 2007.
- VIVAS, C. S. et al. Comparative analysis of two phase flow in porous media in two different configurations of wells through 3d numerical solution using openfoam. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium*. [S.l.], 2017.
- WILLIANSO A. S. AND CHAPPELEAR, J. S. Representing wells in numerical reservoir simulation: part 1 theory. *Society of Petroleum Engineers Journal*, v. 21, n. 3, p. 1–37, 1981.
- YAN, B.; WANG, Y.; KILLOUGH, J. E. A fully compositional model considering the effect of nanopores in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier, v. 152, p. 675–682, 2017.
- YOUSEFVAND, H.; JAFARI, A. Enhanced oil recovery using polymer/nanosilica. *Procedia Materials Science*, Elsevier, v. 11, p. 565–570, 2015.
- YOUSSIF, M. I.; MAGHRABY, R. M. E.; SALEH, S. M.; ELGIBALY, A. Silica nanofluid flooding for enhanced oil recovery in sandstone rocks. *Egyptian Journal of Petroleum*, Elsevier, v. 27, n. 1, p. 105–110, 2018.
- ZHANG, S.; LIU, Z.; SHI, A.; WANG, X. Development of accurate well models for numerical reservoir simulation. *Advances in Geo-Energy Research*, v. 3, n. 3, p. 250–257, 2019.

Desenvolvimento de códigos computacionais em openFOAM para simulação de reservatório de petróleo. Exemplos de aplicação

Antonio Fernando Araujo Britto

Salvador, Agosto de 2020.