



CENTRO UNIVERSITÁRIO SENAI - CIMATEC

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM MODELAGEM

COMPUTACIONAL E TECNOLOGIA INDUSTRIAL

Doutorado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial

Tese de doutorado

**Estudo de escoamentos bifásicos em meios porosos
através de simulações numéricas para a otimização da
recuperação de petróleo**

Apresentada por: Cláudio Soares Vivas

Orientador: Ivan Costa da Cunha Lima

Maio de 2020

Cláudio Soares Vivas

**Estudo de escoamentos bifásicos em meios porosos
através de simulações numéricas para a otimização da
recuperação de petróleo**

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

Salvador
Centro Universitário SENAI - CIMATEC
2020

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca do Centro Universitário SENAI CIMATEC

V855 Vivas, Cláudio Soares

Estudo de escoamentos bifásicos em meios porosos através de simulações numéricas para a otimização da recuperação de petróleo / Cláudio Soares Vivas. – Salvador, 2020.

65 f. : il. color.

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

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

1. Meios porosos. 2. Fluxo bifásico. 3. Equação de Darcy. 4. OpenFOAM. I. Centro Universitário SENAI CIMATEC. II. Lima, Ivan Costa da Cunha. III. 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 "**Escoamentos em Meios Porosos: Estudo de Escoamentos Bifásicos em Meios Porosos Através de Simulações Numéricas para a Otimização da Recuperação de Petróleo**", apresentada no dia 29 de maio de 2020, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de Doutor em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial.

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

IVAN COSTA DA CUNHA LIMA:41241703868

Digitally signed by IVAN COSTA DA CUNHA LIMA:41241703868
Date: 2020.11.05 10:12:56 -03'00'

Assinado digitalmente por: Alex Alisson Bandeira Santos
O tempo: 12.11.2020 16:05:23
SENAI CIMATEC

Membro Interno: Prof. Dr. Alex Alisson Bandeira Santos
SENAI CIMATEC

Membro Interno: Prof. Dr. André Telles da Cunha Lima
SENAI CIMATEC

André Telles da Cunha Lima

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

Roberto Fernandes Silva Andrade

Digitally signed by Roberto Fernandes Silva Andrade
DN: cn=Roberto Fernandes Silva Andrade, o=Universidade Federal da Bahia, ou=Instituto de Física, email=randrade@ufba.br, c=BR
Date: 2020.12.06 15:28:09 -03'00'

Membro Externo: Prof. Dr. Juarez dos Santos Azevedo
UFBA

DocuSigned by:
Juarez dos Santos Azevedo

6161AB63791A420...

Nota sobre o estilo do PPGMCTI

Esta 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.

Resumo

Apesar de um cenário de investimentos crescentes em energias renováveis, o petróleo se mantém como um combustível fundamental para as principais economias do planeta. No entanto, para permanecer nessa condição, sua exploração precisa ser cada vez mais otimizada com o objetivo de aumentar sua produção e diminuir seus custos, mantendo-o competitivo dentre todas alternativas energéticas. Diante desse cenário, pesquisas com o uso do CFD (dinâmica de fluidos computacional) surgem como uma alternativa barata e eficaz. O avanço na capacidade de processamento gerada com o uso dos HPC's (computadores de alta performance) intensificou, nas últimas décadas, essa modalidade de investigação em dinâmica dos fluidos, uma vez que simulações computacionais nessa área geralmente tem um alto custo computacional. Estamos particularmente interessados em estudar fluxos laminares, que são aqueles presentes nas dinâmicas em meios porosos. Portanto, criar um modelo computacional, eficaz e barato, tem relevância inovadora uma vez que as alternativas do mercado são muitas vezes caras. Nesse sentido, o uso de um modelo que se utiliza de um *software* de customização própria com uma ferramenta de código aberto como o OpenFOAM, nos fornece um instrumento útil à indústria pelas suas características de eficácia e baixo custo.

Palavras-chave: Meios Porosos, Fluxo Bifásico, Equação de Darcy, OpenFOAM

Como citar este Tese de doutorado : Soares Vivas, Cláudio. Estudo de escoamentos bifásicos em meios porosos através de simulações numéricas para a otimização da recuperação de petróleo. 2020. Total de folhas 63. Defesa de Tese de Doutorado (Doutorado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial) - Centro Universitário SENAI - CIMATEC. Salvador, 2020.

Abstract

Despite a scenario of increasing investments in renewable energy, oil remains a key fuel for the world's major economies. However, to remain in this condition, its exploration needs to be increasingly optimized in order to increase its production and lower its costs, keeping it competitive among all energy alternatives. Given this scenario, research using CFD (computational fluid dynamics) appears as a cheap and effective alternative. The advance in the processing capacity generated by the use of HPC's (high performance computers) has intensified, in the last decades, this type of investigation in fluid dynamics, since computational simulations in this area usually have a high computational cost. We are particularly interested in studying laminar flows, which are those present in the dynamics in porous media. Therefore, creating an effective and inexpensive computational model has innovative relevance since market alternatives are often expensive. In this sense, the use of a model that uses its own customizing software with an open source tool such as OpenFOAM, provides us with a useful tool for the industry for its efficiency and low cost characteristics.

Keywords: Porous Media, Biphasic Flow, Darcy Equation, OpenFOAM

How to cite this Tese de doutorado : Soares Vivas, Cláudio. Study of biphasic flow in porous media through numerical simulations to optimize oil recovery. 2020. Total number of sheets 63. Defense for PhD Thesis (Doutorado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial) - Centro Universitário SENAI - CIMATEC. Salvador, 2020.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Aspectos Metodológicos	3
2	Revisão da Literatura	5
2.1	Dinâmica dos Fluidos	5
2.2	Meio Poroso	8
2.2.1	Reservatório de petróleo	8
2.2.2	Propriedades	9
2.3	Modelagem Matemática	11
2.3.1	Equação de conservação de massa	11
2.3.2	Lei de Darcy	13
2.3.3	Escoamentos bifásicos	16
2.3.4	Adimensionalização	20
3	Metodologia	25
3.1	Simulação numérica realizada com o software OpenFOAM	25
3.2	Pré-processamento	26
3.3	Processamento	30
3.3.1	IMPES (Implicit pressure-explicit saturation)	31
3.3.2	Método dos Volumes Finitos	32
3.3.3	Modelagem de Poços	35
3.4	Pós-processamento	39
3.5	Validação	39
4	Apresentação de Resultados e Discussões	42
5	Conclusão	48
	Referências	50

Lista de Tabelas

2.1	Classificação de permeabilidades de rochas (CHEN, 2007).	11
4.1	Parâmetros utilizados nas simulações para otimizar o desempenho computacional.	42
4.2	Valores dos parâmetros para o ajuste da produção individual e total. . . .	46

Lista de Figuras

1.1	(a) linhas de fluxo no escoamento laminar, (b) linhas de fluxo no escoamento turbulento.	2
2.1	Relação entre o fator de atrito de Fanning e o número de Reynolds para fluxo através de meios porosos granulares (BEAR, 2013).	7
2.2	(a) Volume elementar representativo (REV), (b) Imagem destacada do interior do REV. (https://en.wikipedia.org/wiki/Representative-elementary-volume)	7
2.3	Imagem ilustrativa de reservatório de petróleo (TOLEDO et al., 2000).	9
2.4	Figura representativa de um meio poroso: (a) Volume poroso, (b) Fases fluidas no interior dos poros (LOPES et al., 2012).	9
2.5	Figura esquemática de um volume diferencial.	12
2.6	Figura esquemática do fluxo de um fluido de viscosidade μ em um tubo de meio poroso de comprimento L (CHEN, 2007).	14
2.7	Figura esquemática da interface entre dois fluidos. (http://clipart-library.com/img1/1420077.png)	17
3.1	Figura esquemática das configurações: (a) Uma fonte e um dreno, (b) Três fontes e três drenos.	27
3.2	Avaliação do refinamento da malha através dos resultados de interferência entre drenos nos fatores de produção. Foram utilizados refinamentos de 40, 60, 80 e 100 divisões por dimensão, em simulações com um, dois, três e quatro drenos simétricos a um mesmo gradiente de pressão de 300 psi.	27
3.3	Instantâneo da configuração com uma fonte e um dreno.	28
3.4	Instantâneo da configuração com uma fonte e dois drenos.	28
3.5	Instantâneo da configuração com uma fonte e três drenos.	28
3.6	Instantâneo da configuração com uma fonte e quatro drenos.	29
3.7	Configurações assimétricas de dois drenos: (a) 30°, (b) 60° e (c) 120°.	29
3.8	Sistemática de um método explícito.	31
3.9	Sistemática do IMPES.	32
3.10	Imagem esquemática de volume de controle (Fonte: própria).	34
3.11	Imagem esquemática de volume de controle (Fonte: própria).	34
3.12	Região de integração.	37
3.13	Fluxo radial.	39
3.14	Instantâneo do perfil de saturação de água na simulação de validação	40
3.15	(a) Perfil de saturação de água obtido na simulação; (b) Resultado teórico sobre o perfil de saturação da água (DAKE, 1983). As linhas horizontais de ambos os gráficos representam a média da saturação de água.	41
4.1	(a) Instantâneo da simulação mostrando a saturação da água em um corte do <i>sandbox</i> com um único dreno; (b) O mesmo com dois drenos simétricos.	43
4.2	(a) Instantâneo para três poços simétricos de produção; (b) Instantâneo para quatro poços simétricos de produção	43

4.3	Acumulado de óleo recuperado como uma porcentagem do volume inicial do óleo existente em função do tempo (simulação). Os gradientes de pressão são de: (a) 200 psi; (b) 300 psi; (c) 400 psi	44
4.4	(a) Acumulado de óleo recuperado como porcentagem do volume inicial do óleo existente em função do tempo (além do breakthrough de água); (b) Recuperação instantânea de óleo.	44
4.5	Taxa de produção e óleo recuperado para as configurações simétricas com diferentes números de drenos para 300 psi. (a) taxa de produção de petróleo como fração do volume de óleo preexistente produzido por segundo; (b) recuperação acumulada de óleo.	45
4.6	Diminuição do fator de produção de óleo por dreno em comparação ao número crescente de drenos. As linhas vermelhas representam um ajuste de decaimento exponencial $R = R_0 + A \exp(-N/\Sigma)$. Gráfico de $Q_{n,P}/(nQ_{1,P})$ em função de $n =$ número de poços de produção	46
4.7	Parâmetros de montagem para produção individual em função do desequilíbrio de pressão. A linha vermelha representa a função de ajuste $V = V_0 + B \exp(-\Delta p/P)$	47
4.8	Fator de aumento da produção de petróleo	47
4.9	Parâmetros de montagem para produção total em função do gradiente de pressão. A linha vermelha representa a função de ajuste $V = V_0 + B \exp(-\Delta p/P)$	47

Lista de Siglas

PPGMCTI ..	Programa de Pós-graduação em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial
OpenFOAM	Open source Field Operation And Manipulation
CFD	Computational Fluid Dynamics
3D	Três dimensões
MVF	Método dos Volumes Finitos
HPC	High Performance Computer
s	Segundo
m	Metros
cm	Centímetros
VC	Volumes de Controle
Re	Número de Reynolds

Lista de Símbolos

\mathbf{u}	Vetor velocidade
ρ	Densidade
t	Tempo
\mathbf{f}	Força externa
U	Magnitude da velocidade
P	Pressão
μ	Viscosidade dinâmica
ν	Viscosidade cinemática
∇	Operador nabla
$\nabla \bullet$	Operador divergente
∇^2	Operador Laplaciano
∂	Derivada parcial
A	Área
\mathbf{u}_i	Componente vetor velocidade
Δt	Intervalo de tempo (timestep)
L	Escala de comprimento
K	Permeabilidade
ϕ	Porosidade
δ	Delta de Dirac
S_α	Saturação da fase α
λ	Mobilidade
g	Aceleração da gravidade

Introdução

Esta pesquisa visa criar modelos computacionais que, através de simulações numéricas, sejam capazes de fornecer resultados sobre escoamentos em meios porosos em um processo que visa investigar maneiras de se melhorar a exploração de campos petrolíferos. Em virtude de sua natureza interdisciplinar, direcionada para área de sistemas complexos com aplicações industriais, ganha relevância prática. Os sistemas complexos são uma área de grande importância científica nos tempos atuais e que expande os limites de nosso conhecimento e a aplicação das leis que regem os fenômenos naturais. Comumente, a análise dos fenômenos naturais consistiam apenas em dividi-los em partes menores para se fazer, através desta separação, uma investigação sobre o todo. Entretanto, essa metodologia torna-se ineficaz em casos que o comportamento global do sistema é distinto daquele obtido considerando-se unicamente a soma de suas partes. Assim, em razão de seu comportamento acentuadamente sistêmico, as propriedades destes sistemas só podem ser identificadas durante o seu comportamento coletivo ([BAR-YAM, 1997](#)).

O motivo central deste trabalho reside no fato de que apesar de investimentos em energias renováveis, da diversificação das matrizes energéticas e dos constantes avanços em automóveis elétricos, a exploração e uso de combustíveis fósseis permanece fundamental na segurança energética das economias mais dinâmicas. Porém, esse cenário junto com a crise econômica do início da década de 2010, geraram nos últimos anos queda no preço internacional do petróleo forçando que investimentos na descoberta de novas reservas fossem bem mais cautelosos. Apesar da recente recuperação no preço internacional da commodity em 2018, uma nova realidade se faz presente na indústria do petróleo que se volta para investimentos na maximização da exploração das atuais jazidas como alternativa a esse novo cenário. Inovações na gestão e uso de novas tecnologias são fatores que influenciam altamente as decisões operacionais que precisam ser cada vez mais bem fundamentadas para poder reduzir os riscos econômicos e ambientais. Em virtude de todos esses fatores e do crescente avanço na computação de alto desempenho, o uso de simulações computacionais tornou-se cada vez mais empregado para um melhor entendimento e maior previsibilidade na dinâmica de fluidos. A dinâmica de fluidos computacional ([SCHLICHTING et al., 2000](#)), com o uso de softwares cada vez mais modernos e processadores cada vez mais potentes, tornou-se uma ferramenta extremamente útil para se obter, em um tempo aceitável, as soluções das equações diferenciais ([FERZIGER; PERIC; MORTON, 1999](#)) que modelam os diferentes sistemas dinâmicos.

Devido aos altos riscos econômicos dos investimentos na exploração de petróleo nos dias atuais há a necessidade de um melhor assessoramento às decisões operacionais. Neste

contexto, e em virtude do baixo custo, as simulações computacionais se tornaram uma importante ferramenta de previsão, sendo utilizada em dinâmica dos fluidos, e por nós em particular, no escoamento em meios porosos (ver seção 2.2).

Como definido em Bear (2013), os escoamentos em meios porosos são laminares. Para entender a classificação dos escoamentos como laminares ¹ (Fig. 1.1 (a)) ou turbulentos ² (Fig. 1.1 (b)) algumas características do escoamento são levadas em consideração, onde é definido um número adimensional chamado de número de Reynolds. Este é expresso pelo produto da velocidade do fluido pela escala de comprimento dividido pela viscosidade cinética do fluido, isto é,

$$Re = \frac{Ud}{\nu} \quad (1.1)$$

onde U é a velocidade do fluido, d é a escala de comprimento e ν é a viscosidade cinética. Pode-se entender o número de Reynolds como a razão entre as forças inerciais e as forças viscosas. O número de Reynolds nos dá uma medida do quanto um fluxo é estável (laminar) ou instável (turbulento). Podemos usá-lo para estabelecer similaridades entre fluxos com características de fluido e de meio distintas. Dizemos que dois fluxos são similares se eles possuem mesmo número de Reynolds.

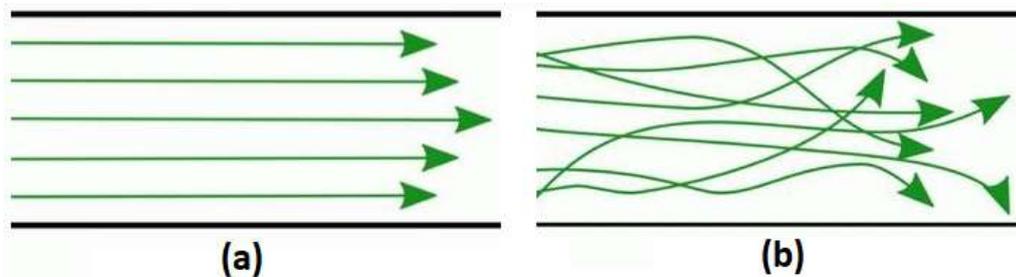


Figura 1.1: (a) linhas de fluxo no escoamento laminar, (b) linhas de fluxo no escoamento turbulento.

A velocidade do fluido pode ser entendida como uma composição de duas partes. Uma parte principal estável U e outra $u'(t)$ de comportamento flutuante, como vemos em Eq. 1.2.

¹Um fluxo é laminar se suas linhas de corrente não se cruzam. Em cada ponto de um fluxo laminar o vetor velocidade varia muito pouco, ou seja, o vetor velocidade é praticamente constante. O fluxo é suave e as camadas adjacentes de fluido são ordenadas. Se as condições de contorno aplicadas não se alterarem com o tempo, o fluxo será sempre constante. O comportamento laminar ocorre sempre para números de Reynolds abaixo de um determinado valor chamado de número de Reynolds crítico.

²O fluxo de fluido é chamado de turbulento se apresentar instabilidade ao fluir. Esta instabilidade aparece após o número de Reynolds, se tornar superior ao número de Reynolds crítico. Na verdade, após ultrapassar o número de Reynolds crítico começam a acontecer eventos que causam mudanças nas características do fluxo. Trata-se de uma fase de transição na qual inicia-se um comportamento randômico e caótico, onde a instabilidade ocorre mesmo para condições de fronteira constante.

$$u(t) = U + u'(t) \quad (1.2)$$

para escoamentos laminares $u'(t) = 0$. Vale ressaltar que mesmo estando em escoamentos laminares, soluções algébricas das equações só ocorrem sob condições bem restritivas, sendo assim necessário aplicação de métodos numéricos através de simulações computacionais que é a principal ferramenta desta pesquisa.

1.1 Aspectos Metodológicos

Motivado pela necessidade da indústria em dispor de mais ferramentas de baixo custo para o estudo de escoamentos em meios porosos e da possibilidade de uso da biblioteca OpenFOAM (GREENSHIELDS, 2015) por se tratar de um software de código aberto para solução de equações diferenciais parciais, construímos um modelo de meio poroso chamado de *sandbox* (BEAR, 2013) que consiste de uma caixa no formato cúbico. O estudo de escoamento em meios porosos é um problema físico que requer um modelo matemático de representação composto por uma equação diferencial parcial básica e outras equações associadas cuja solução geral só pode ser obtida numericamente devido a complexidade da equação. No nosso caso em particular, o modelo matemático básico adotado consiste da aplicação da lei de Darcy na equação de conservação de massa que serão vistas em detalhe na seção 2.3.

Uma vez o modelo estabelecido podemos aplicá-lo no estudo de problemas e aspectos característicos em meios porosos como a avaliação da recuperação de óleo em um reservatório de petróleo, assunto esse motivado a partir das questões relativas a localização de poços em processos de extração (SINGH; KIEL et al., 1982); de problemas envolvendo a interferência entre poços de reservatórios petrolíferos, assunto tratado em Donnez (2007) que nos serviu como uma das motivações para parte desse trabalho; além de uma terceira matéria de estudo que motivou investigação, e que consta em referências como em Pye et al. (1964), que foi a importância da razão das mobilidades da água e do óleo no escoamento do óleo, e conseqüentemente, na sua recuperação.

Algo que é incessantemente buscado na humanidade, em todos os seus seguimentos, e que não poderia ser diferente na indústria de petróleo, é descobrir como produzir com maior eficiência, ou seja, como produzir mais, com mais qualidade, em menos tempo e com um menor custo. E a ciência é sempre o meio ideal pra se responder a essas questões. E deve-se justamente a essas questões a importância de trabalhos como o nosso. Este trabalho tem dois tipos de objetivos:

- 1) Geral, visando criar um modelo computacional que seja capaz de realizar simulações

computacionais CFD em meios porosos utilizando software livre, no nosso caso o OpenFOAM, em especial, disponibilizar um solver para simulações em meios porosos, coisa que o OpenFOAM não dispunha até então.

2) Específicos, que se referem justamente aos pontos aos quais trabalhamos, que foram:

o Estudar os efeitos das proximidades entre poços

o Avaliar os impactos no fator de produção de óleo com o aumento do número de poços produtores

Sobre os objetivos específicos, estamos interessados nos efeitos da proximidade entre poços produtores (drenos), estudo este baseado no fenômeno da interferência entre dois poços produtores, apresentados no livro do Pierre Donnez, em reservatório submetido à recuperação primária, ou seja, um reservatório cuja recuperação ocorre em função da sua própria energia. Nosso objetivo aqui é investigar se fenômenos semelhantes ocorrem em situação de recuperação secundária, isto é, recuperação na qual há injeção de fluido externo, no caso água, e que, portanto, representam condições distintas a um reservatório virgem em recuperação primária. Veremos nas conclusões, que apesar dessas condições distintas, os resultados mostraram-se similares àqueles apresentados no livro do Pierre Donnez, qual sejam, de que há uma interferência entre eles, e que a produção total de dois, três e quatro poços não equivale a uma soma das produções individuais deles. Além da constatação dessa influência, criamos uma forma de mensuração do quanto a inserção de mais poços produtores (sempre em posições simétricas entre eles) impactam no fator de produção individual diminuindo-o.

A partir dos assuntos tratados acima, dois trabalhos foram produzidos usando simulações numéricas computacionais realizadas através da plataforma OpenFOAM com a aplicação do modelo *sandbox*. Esta tese é estruturada em cinco capítulos apresentados da seguinte forma: Introdução, Revisão da Literatura, Metodologia, Apresentação de Resultados e Conclusão.

Revisão da Literatura

2.1 Dinâmica dos Fluidos

A dinâmica de fluidos é uma enorme área da ciência física que abrange um número crescente de aplicações tecnológicas. Ela destina-se a estudar o movimento de fluidos, ou seja, líquidos e gases, sendo uma área de interesse de estudo desde da antiguidade. A partir da década de 40 do século XIX, com os trabalhos desenvolvidos por Claude Louis Navier (1785 – 1836) e George Gabriel Stokes (1819 – 1903), foi possível deduzir uma equação modelo em dinâmica dos fluidos conhecida como equação de Navier-Stokes.

$$\rho \frac{D\vec{u}}{Dt} = f - \nabla P + \mu \nabla^2 \vec{u} \quad (2.1)$$

Esta equação permite descrever o movimento, ou escoamento, de um fluido através de um meio qualquer que pode ser um tubo, um canal ou uma superfície. A equação de Navier-Stokes mostra um caráter abrangente levando-se em conta tanto as características dos fluidos quanto as características dos meios aos quais o escoamento acontece, permitindo estudar a interação entre fluido e meio. Devido a sua grande complexidade advinda de termos fortemente não-lineares que compõe a equação, técnicas matemáticas de soluções analíticas só são possíveis sob condições bem particulares de escoamento, onde a dinâmica não apresenta turbulência ou o escoamento encontra-se em transição para um regime turbulento. Essas investigações geraram um fértil campo para a matemática aplicada, onde técnicas de análise e de variáveis complexas, por exemplo, são aplicadas na solução dos modelos.

Um escoamento pode se apresentar de diferentes formas, com diferentes tipos de fluidos e em diferentes tipos de meios. Com isso, há uma grande gama de escoamentos distintos e que podem ser classificados tanto pelo grau de compressibilidade quanto pelo grau de mistura macroscópica. Levando-se em conta o grau de compressibilidade, um escoamento pode ser compressível ou incompressível. Um escoamento é chamado de incompressível se a densidade do fluido se mantém constante ou pelo menos de variação desprezível. Caso haja variação significativa da densidade do fluido, o escoamento será chamado de compressível. De um modo geral os líquidos são considerados incompressíveis enquanto os gases são compressíveis. Em algumas situações pode-se ter líquidos levemente compressíveis, como é o caso do petróleo que possui em sua composição hidrocarbonetos voláteis. Esses hidrocarbonetos mais leves são essencialmente gases mantidos em estado

líquido devido a alta pressão do reservatório. Assim, caso o reservatório tenha uma pressão abaixo do ponto de bolha, os hidrocarbonetos mais leves se desprendem da composição gerando uma fase gasosa. Desta forma, para se considerar o óleo como incompressível em uma simulação deve-se ter o cuidado de observar que a pressão do reservatório encontra-se acima do ponto de bolha.

O ponto de bolha é o valor de pressão mínimo ao qual os componentes hidrocarbonetos mais leves permanecem em estado líquido. É o valor de pressão no qual o gás dissolvidos em óleo começa a se desprender.

Com relação ao grau de mistura ([MATHIEU; SCOTT, 2000](#)), um escoamento pode ser laminar ou turbulento. Um escoamento é chamado de laminar se o perfil do escoamento apresenta linhas fluxo bem comportadas as quais não se cruzam. As camadas de fluido são aproximadamente paralelas. Já no escoamento turbulento o fluido apresenta linhas de fluxo que se cruzam gerando uma mistura entre as camadas do fluido. Há entre os dois regimes uma fase de transição na qual o fluxo ao começar a deixar de ser laminar apresenta uma oscilação em suas linhas de fluxo. A ferramenta utilizada como critério de classificação dos regimes de fluxo é o número de Reynolds. Porém, como calcular o número de Reynolds em um meio poroso?

Apesar de controverso, é comum considerar para a maioria dos solos, um escoamento como turbulento para um número de Reynolds superior a 2100. Na verdade o número de Reynolds sofre de uma difícil determinação em meios porosos uma vez que são adotados diferentes comprimentos característicos, ou seja, neste meio o número de Reynolds é definido de forma particular, por analogia.

$$Re = \frac{q \cdot d}{\nu}$$

onde ν é a viscosidade cinética do fluido, q uma dimensão de velocidade do fluido em um meio poroso e d representa uma dimensão de comprimento na matriz porosa. É costumeiro tomar a dimensão dos grãos principais do meio poroso como medida referencial de comprimento.

De um modo geral, adota-se o intervalo $1 \leq Re \leq 10$ como aquele no qual o escoamento é considerado como laminar em meios porosos, sendo nesse intervalo a lei de Darcy uma boa aproximação para a equação de Navier-Stokes.

A Fig. 2.1 mostra a relação entre o fator de fricção de Fanning e o número de Reynolds para o meio poroso. Algo importante na investigação de fenômenos em sistemas complexos é o modelo conceitual empregado. Muitas vezes a abordagem adotada em um sistema físico torna-se extremamente complicada por gerar um tratamento matemático

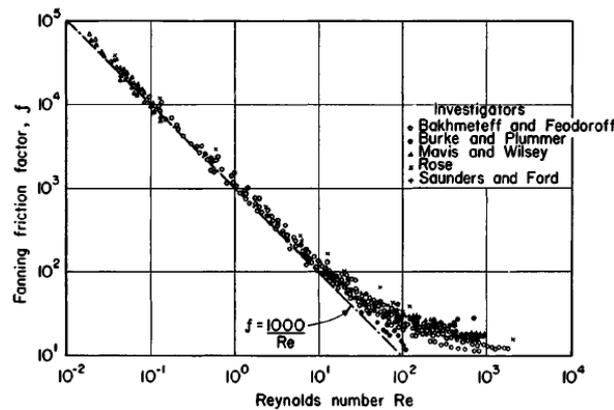


Figura 2.1: Relação entre o fator de atrito de Fanning e o número de Reynolds para fluxo através de meios porosos granulares (BEAR, 2013).

impraticável. Assim, substituir essa abordagem por outra mais simples torna o tratamento matemático mais dócil. Porém, essa mudança deve ser feita sem o prejuízo da nova abordagem representar bem o fenômeno real. No nosso caso, isso acontece quando falamos de aplicar as equações de Navier-Stokes para representar o escoamento em meios porosos, onde esse tipo de abordagem é impraticável uma vez que em um meio poroso as condições de contorno são os poros. Assim sendo, teríamos que ter uma abordagem microscópica para aplicar a equação de momento e encontrar o campo de velocidade em cada poro. Ao invés disso, Bear (2013) garante que podemos adotar uma abordagem macroscópica. Ele mostra que considerando como condição de contorno um volume bem maior que um poro, volume esse que contém um número muito grande desses microporos, a média de todas as velocidades do seu campo é igual à velocidade de Darcy neste volume.

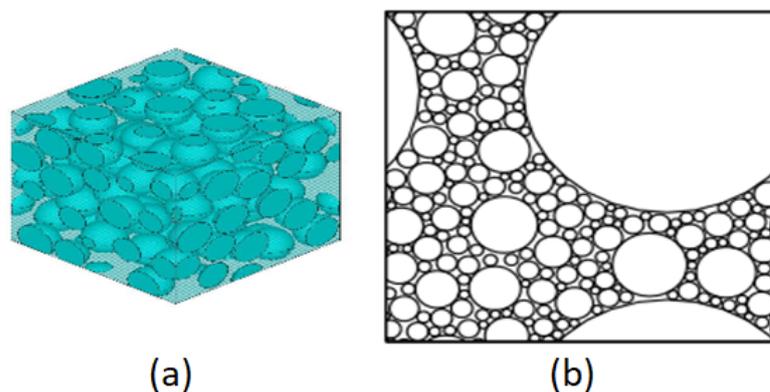


Figura 2.2: (a) Volume elementar representativo (REV), (b) Imagem destacada do interior do REV. (<https://en.wikipedia.org/wiki/Representative-elementary-volume>)

Assim, sob a condição de fluxo laminar, essa abordagem viabiliza a simulação numérica e simplifica o modelo matemático na medida em que dispensa o uso da equação de momento e usa a lei de Darcy que é uma relação linear entre o gradiente de pressão e a velocidade do fluido. Tudo isso justifica, para a construção do modelo matemático, a aplicação apenas da equação de conservação de massa usando como sua velocidade a de Darcy.

Na segunda metade do século XX ocorreu o surgimento da dinâmica de fluidos computacional (FERZIGER; PERIC; MORTON, 1999), um novo ramo da matemática aplicada que trata da simulação numérica de fluxo de fluidos. Com o uso da CFD (computational fluid dynamics) passou a ser possível prever o comportamento do fluxo e outros processos de forma qualitativa e quantitativa, usando ferramentas matemáticas e numéricas.

Atualmente, o estudo, análise e compreensão da fenomenologia da maior parte dos problemas em dinâmica de fluidos e em transferência de calor, são desenvolvidos através da Modelagem Computacional. Um modelo matemático é desenvolvido com base na fenomenologia do problema considerado. A partir deste modelo, geralmente um sistema de equações diferenciais parciais ou equações diferenciais ordinárias, desenvolve-se um modelo computacional para a execução de simulações numéricas, obtendo-se assim, projeções temporais da solução do problema. Estas soluções estão relacionadas pelas condições iniciais e condições de contorno do problema que estabelecem a evolução da dinâmica no tempo e no espaço.

Devido à sua relevância tecnológica, a dinâmica dos fluidos tem sido solicitada a fornecer soluções a problemas complexos em hidrodinâmica, sendo uma das áreas mais importantes das Equações Diferenciais Parciais, impulsionada pelo uso intensivo de computadores, no qual a Análise Numérica é de grande projeção, passando a ser uma área central em Computação Científica.

2.2 Meio Poroso

Meio poroso é um meio material que contém poros ou espaços vazios. Geologicamente falando, um meio poroso é uma rocha composta de duas partes: uma parte sólida chamada de matriz sólida; e de espaços vazios que compõe e caracterizam a parte porosa do meio.

2.2.1 Reservatório de petróleo

Chama-se de reservatório de petróleo uma formação geológica porosa, cercada por rocha impermeabilizada, no qual o seu espaço poroso está preenchido por hidrocarbonetos (óleo e/ou gás) além de água, conforme ilustra a figura 2.3. Enquanto a região que cerca o reservatório serve como uma “cela” aprisionando o óleo, a região porosa e sua matriz sólida servem como uma “esponja” armazenando o óleo em seu interior. A parte da armadilha que é produtora de petróleo e gás é denominada “reservatório”.

Como se forma o petróleo ao longo dos anos? A palavra petróleo se origina do latim



Figura 2.3: Imagem ilustrativa de reservatório de petróleo (TOLEDO et al., 2000).

e significa óleo de pedra. Trata-se de um composto de vários hidrocarbonetos e possui inúmeras utilidades como na produção de fertilizantes, tintas, plásticos dentre outras, mas a principal delas continua sendo para produção de energia. O óleo cru (petróleo bruto) é formado ao longo de milhares de anos a partir da morte de microrganismos que ficaram durante muitos anos confinados em um ambiente pobre de oxigênio juntamente com outros sedimentos. O petróleo é um produto originário de matéria orgânica submetida a altas pressões, temperatura e sedimentos que dão origem aos hidrocarbonetos. Os compostos do petróleo recebem esse nome por se tratarem de cadeias de moléculas formadas por átomos de carbono (principalmente) e hidrogênio. Os demais compostos estão em quantidade inferior, dentre eles o enxofre cuja concentração caracteriza um óleo de melhor ou menor qualidade.

2.2.2 Propriedades

- Porosidade

A porosidade é uma das principais características de um meio poroso. Macroscopicamente falando, define-se a porosidade como a razão entre o espaço (volume) vazio e o espaço (volume) total.

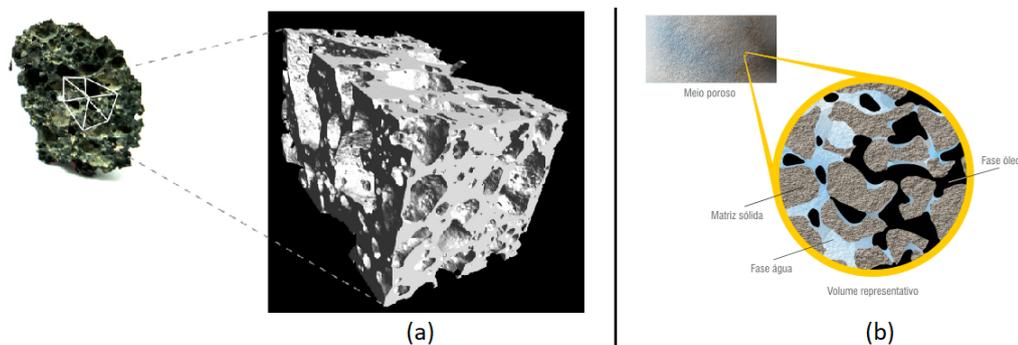


Figura 2.4: Figura representativa de um meio poroso: (a) Volume poroso, (b) Fases fluidas no interior dos poros (LOPES et al., 2012).

A porosidade é uma propriedade física adimensional do meio poroso com uma variação teórica entre 0 e 1. Porém, os valores de porosidade mais frequentemente encontrados estão entre 0,1 e 0,25. Comumente, representa-se porosidade pela letra grega ϕ .

$$\phi = \frac{\text{Esp. poroso}}{\text{Esp. total}}$$

Onde o espaço total é a soma do espaço poroso (espaço vazio) e o espaço ocupado pela matriz sólida. A definição acima foi dada independentemente dos poros estarem interconectados ou não, e é chamada de porosidade absoluta ou total. Contudo, uma definição mais adequada é a que leva em conta apenas os poros interconectados, ou seja, poros os quais o fluxo efetivamente ocorre, e não aqueles que estão em regiões isoladas. A essa porosidade dar-se o nome de efetiva e define-se como a razão entre o espaço poroso efetivo (ou interconectado) e o espaço total.

$$\phi_{efetiva} = \frac{\text{Esp. poroso efetivo}}{\text{Esp. total}}$$

Por simplicidade, trataremos o meio poroso homogêneo com respeito a porosidade.

- Permeabilidade

Outra propriedade do meio bastante importante é a permeabilidade. Podemos entender a permeabilidade como sendo a capacidade que a rocha tem de permitir o escoamento do fluido através dos poros interconectados. É comum representarmos a permeabilidade pela letra K que tem dimensão de área e unidade darcy (d) ou mili-darcy (md). A permeabilidade varia com a mudança de espaço, e portanto é um tensor. O tensor permeabilidade pode em muitas situações ser considerado uma matriz diagonal, ou seja:

$$K = \begin{pmatrix} k_{11} & & \\ & k_{22} & \\ & & k_{33} \end{pmatrix}$$

É comum tratarmos $k_{11} = k_{22} = k_H$ a permeabilidade horizontal que, em geral, é maior que permeabilidade vertical k_V . Caso, $k_{11} = k_{22} = k_{33}$, dizemos que o meio é isotrópico, uma vez que a propriedade é invariável em todas as direções. A Tabela 2.1 mostra uma classificação da rochas com respeito a permeabilidade do meio.

Tabela 2.1: Classificação de permeabilidades de rochas (CHEN, 2007).

Classificação	Faixa de permeabilidade (md)
Pobre	1 - 15
Moderada	15 - 50
Boa	50 - 250
Muito boa	250 - 1000
Excelente	acima de 1000

Os parâmetros do meio são tratados aqui como constantes. Assim, compressibilidade da rocha, porosidade e permeabilidade, por exemplo, serão parâmetros homogêneos. Estamos particularmente interessados em escoamentos de fluidos incompressíveis e imiscíveis em meio poroso, porém estudos com enfoques nas propriedades das formações geológicas locais como condutividade hidráulica, poroelasticidade e parâmetros poromecânicos como estudado por (AZEVEDO et al., 2012), podem ampliar o alcance de nossas simulações acrescentando detalhes mais específicos do meio.

Na sequência serão deduzidas as equações governantes utilizadas neste trabalho.

2.3 Modelagem Matemática

2.3.1 Equação de conservação de massa

Considere um volume de controle que consiste de um cubo de aresta a cujas faces são paralelas aos eixos do sistema cartesiano de coordenadas e centroide (x, y, z) . Como $a = \Delta x = \Delta y = \Delta z$, temos que a massa que se acumula (ou se perde) no interior do volume de controle por unidade de área por unidade de tempo, na direção x , é dada pela massa que passa através da face x de entrada

$$(\rho u_x)_{(x-\frac{\Delta x}{2}, y, z)} \Delta y \Delta z, \quad (2.2)$$

menos a massa que atravessa a face x de saída (como pode-se ver na figura 2.5)

$$(\rho u_x)_{(x+\frac{\Delta x}{2}, y, z)} \Delta y \Delta z, \quad (2.3)$$

onde ρ é a densidade do fluido por unidade de volume e u_x é a velocidade de Darcy na direção x .

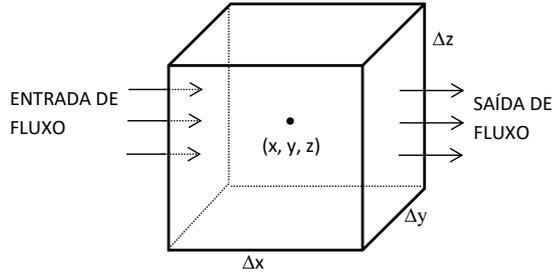


Figura 2.5: Figura esquemática de um volume diferencial.

De forma análoga para as demais faces, respectivamente para a entrada e para saída, obtém-se:

$$(\rho u_y)_{(x, y - \frac{\Delta y}{2}, z)} \Delta x \Delta z \quad (2.4)$$

$$(\rho u_y)_{(x, y + \frac{\Delta y}{2}, z)} \Delta x \Delta z \quad (2.5)$$

$$(\rho u_z)_{(x, y, z - \frac{\Delta z}{2})} \Delta x \Delta y \quad (2.6)$$

$$(\rho u_z)_{(x, y, z + \frac{\Delta z}{2})} \Delta x \Delta y \quad (2.7)$$

Observa-se também, que a variação de massa no tempo dentro do volume de controle é dada por:

$$\frac{\Delta(\text{massa})\phi}{\Delta t} = \frac{\Delta(\rho\phi)}{\Delta t} \Delta x \Delta y \Delta z, \quad (2.8)$$

onde ϕ é a porosidade (uma vez que a massa de fluido só ocupa o espaço poroso).

Assim, a massa total que se acumula (ou se perde) no interior do volume de controle nas três direções que é dada pela soma do que é retido em cada uma das direções mais uma eventual fonte (ou sumidouro) q (massa por unidade de volume por unidade de tempo) no interior do volume de controle. Esta quantidade representa o quanto a massa está variando por unidade de tempo, ou seja:

$$\begin{aligned}
& [(\rho u_x)_{(x-\frac{\Delta x}{2}, y, z)} \Delta y \Delta z - (\rho u_x)_{(x+\frac{\Delta x}{2}, y, z)} \Delta y \Delta z] \\
& + [(\rho u_y)_{(x, y-\frac{\Delta y}{2}, z)} \Delta x \Delta z - (\rho u_y)_{(x, y+\frac{\Delta y}{2}, z)} \Delta x \Delta z] \\
& + [(\rho u_z)_{(x, y, z-\frac{\Delta z}{2})} \Delta x \Delta y - (\rho u_z)_{(x, y, z+\frac{\Delta z}{2})} \Delta x \Delta y] \\
& + q \Delta x \Delta y \Delta z = \frac{\Delta(\rho \phi)}{\Delta t} \Delta x \Delta y \Delta z \tag{2.9}
\end{aligned}$$

Agora, dividindo toda equação pelo volume do cubo $\Delta x \Delta y \Delta z$ e passando o limite quando $\Delta V \rightarrow 0$, ou seja, quando $\Delta x \rightarrow 0$, $\Delta y \rightarrow 0$ e $\Delta z \rightarrow 0$,

$$\begin{aligned}
& - \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{(\rho u_x)_{(x+\frac{\Delta x}{2}, y, z)} - (\rho u_x)_{(x-\frac{\Delta x}{2}, y, z)}}{\Delta x} - \lim_{\Delta y \rightarrow 0} \frac{(\rho u_y)_{(x, y+\frac{\Delta y}{2}, z)} - (\rho u_y)_{(x, y-\frac{\Delta y}{2}, z)}}{\Delta y} \\
& - \lim_{\Delta z \rightarrow 0} \frac{(\rho u_z)_{(x, y, z+\frac{\Delta z}{2})} - (\rho u_z)_{(x, y, z-\frac{\Delta z}{2})}}{\Delta z} + q = \frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t} \tag{2.10}
\end{aligned}$$

chega-se a equação do balanço de massa ou equação de conservação de massa:

$$- \frac{\partial(\rho \vec{u})}{\partial x} - \frac{\partial(\rho \vec{u})}{\partial y} - \frac{\partial(\rho \vec{u})}{\partial z} + q = \frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t} \tag{2.11}$$

ou seja,

$$\frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t} = -\nabla \bullet (\rho \vec{u}) + q, \tag{2.12}$$

onde $\nabla \bullet$ é o operador divergente. Na equação o q é positivo, pois estamos considerando-o como fonte, caso contrário, $-q$ representará um sumidouro.

2.3.2 Lei de Darcy

A lei de Darcy (OLIVEIRA, 2014) é uma fórmula oriunda de um experimento realizado com o objetivo de compreender melhor o processo de filtração da água através de filtros de areia e que deu origem ao artigo Darcy (1856) publicado pelo engenheiro francês Henry Darcy no qual ele concluiu que a vazão de fluido que atravessa um meio poroso é proporcional a diferença de pressão entre os pontos de entrada e saída, a área da seção transversal e a uma propriedade do meio chamada de permeabilidade, e é inversamente

proporcional a viscosidade do fluido e ao comprimento do meio (distância entre os pontos de entrada e saída do fluido).

Para entender a fórmula considere a figura 2.6 que representa o fluxo de um fluido de viscosidade μ , num tubo de comprimento $L = \Delta x = x_2 - x_1$, preenchido por um meio poroso de permeabilidade k_{11} na direção x , seção transversal A e pressões P_{x_1} e P_{x_2} nos extremos.

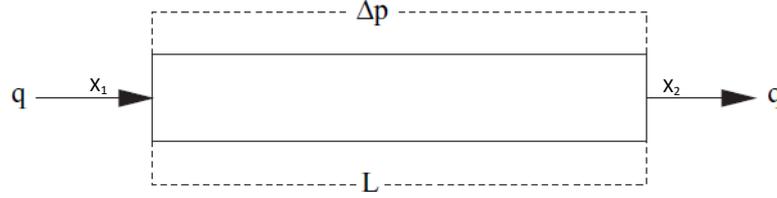


Figura 2.6: Figura esquemática do fluxo de um fluido de viscosidade μ em um tubo de meio poroso de comprimento L (CHEN, 2007).

$$Q_x = \frac{k_{11}A}{\mu} \frac{(P_{x_2} - P_{x_1})}{(x_2 - x_1)} \quad (2.13)$$

Como $P_{x_2} - P_{x_1} < 0$,

$$\frac{Q_x}{A} = -\frac{k_{11}}{\mu} \frac{\Delta P_x}{\Delta x} \quad (2.14)$$

ou seja,

$$u_x = -\frac{k_{11}}{\mu} \frac{\Delta P_x}{\Delta x}, \quad (2.15)$$

que fornece a velocidade média do fluido no tubo ao longo do eixo x . Logo, passando o limite quando $\Delta x \rightarrow 0$ encontra-se:

$$u_x = -\frac{k_{11}}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (2.16)$$

Imaginando tubos de mesma seção transversal para as outras duas direções de eixo, de forma análoga determinam-se as velocidades u_y e u_z .

$$u_y = -\frac{k_{22}}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y} \quad (2.17)$$

$$u_z = -\frac{k_{33}}{\mu} \frac{\partial P}{\partial z} \quad (2.18)$$

Como $u = u_x \vec{i} + u_y \vec{j} + u_z \vec{k}$,

$$\vec{u} = -\left(\frac{k_{11}}{\mu} \frac{\partial P_x}{\partial x}, \frac{k_{22}}{\mu} \frac{\partial P_y}{\partial y}, \frac{k_{33}}{\mu} \frac{\partial P_z}{\partial z}\right) \quad (2.19)$$

e

$$\vec{u} = -\frac{1}{\mu} \begin{pmatrix} k_{11} & & \\ & k_{22} & \\ & & k_{33} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{\partial P_x}{\partial x} \\ \frac{\partial P_y}{\partial y} \\ \frac{\partial P_z}{\partial z} \end{pmatrix} \quad (2.20)$$

Considerando $k_{11} = k_{22} = k_{33}$, obtém-se:

$$\vec{u} = -\frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla P \quad (2.21)$$

onde \mathbf{k} é o tensor permeabilidade. Ao se considerar o efeito da gravidade no escoamento, a velocidade dar-se-á por:

$$\vec{u} = -\frac{\mathbf{k}}{\mu} (\nabla P - \rho g \nabla z), \quad (2.22)$$

onde g a aceleração da gravidade e $(-\nabla z)$ o vetor que restringe a ação da gravidade no sentido negativo da direção z . O vetor \vec{u} é chamado de velocidade de Darcy. Então substituindo Eq. 2.22 em 2.12 e desenvolvendo, temos:

$$\frac{\partial \phi \rho}{\partial t} = \nabla \cdot \left(\frac{\rho \mathbf{k}}{\mu} \nabla P - \rho g \nabla z \right) + q \quad (2.23)$$

que é a equação de conservação de um escoamento monofásico em um meio poroso.

2.3.3 *Escoamentos bifásicos*

Consideremos, agora, o escoamento de dois fluidos imiscíveis em um meio poroso (por exemplo, água e óleo). Neste caso, teremos que considerar três novas quantidades: saturação, permeabilidade relativa e pressão de capilaridade.

- Saturação

A saturação de um fluido (CHEN, 2007) é definida como o percentual do total de volume poroso ocupado por esse fluido. Assim, se S_w é percentual de fluido molhante (água) e S_n é o percentual de volume de fluido não-molhante (óleo), e considerando que apenas os dois fluidos preenchem completamente o volume poroso, temos que:

$$S_w + S_n = 1$$

Na verdade existe, tanto para o fluido molhante quanto para o fluido não-molhante, uma saturação mínima chamada de residual (BEAR, 2013). Abaixo dessa saturação o fluido molhante não possui mobilidade e só inicia um movimento (em um processo de imbibição) quando atinge essa saturação mínima. O mesmo ocorre para um fluido não-molhante, que ao atingir uma saturação mínima perde a mobilidade. Assim, pensando num processo de imbibição, deve-se levar em conta a saturação efetiva S_e ao invés da saturação absoluta, ou seja:

$$S_e = \frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw}},$$

onde S_{rw} é a saturação residual do fluido molhante (água).

- Permeabilidade relativa e pressão de capilaridade

Outra quantidade a considerar é a permeabilidade relativa. Uma vez que os fluidos são imiscíveis eles concorrem entre si, um reduzindo a permeabilidade do outro. Assim, em um escoamento bifásico de fluidos imiscíveis, deve-se falar em permeabilidade efetiva (k_e) que é a permeabilidade absoluta (característica que se deve ao meio) reduzida por um fator menor que 1 que chamamos de permeabilidade relativa (k_r) a qual se deve a presença do outro fluido.

$$k_e = k_r \mathbf{K}$$

Na verdade, a permeabilidade relativa é uma função empírica da saturação do fluido molhante, e ambas são adimensionais.

Um modelo clássico de aplicação genérica na literatura é o de [Brooks e Corey \(1964\)](#) que utilizamos neste trabalho. Há também, modelos mais específicos extraídos a partir de dados experimentais, que são bastante utilizados em simulações. Por exemplo, a SPE (Society of Petroleum Engineering), disponibiliza tabelas de permeabilidade relativa e pressão capilar.

Uma vez que o fluxo é bifásico, ocorre uma descontinuidade na pressão do fluido através da interface entre eles. Este fenômeno é consequência da tensão interfacial existente entre os fluidos. A tensão interfacial ocorre porque no interior do fluido a força de coesão entre as moléculas é diferente da que ocorre na interface, isto porque no interior do fluido as moléculas são atraídas em todas as direções pelas moléculas vizinhas enquanto que na superfície as moléculas só sofrem atração lateral ou interna o que gera um desbalanço de forças. Na figura 2.7 temos uma ideia deste fenômeno.

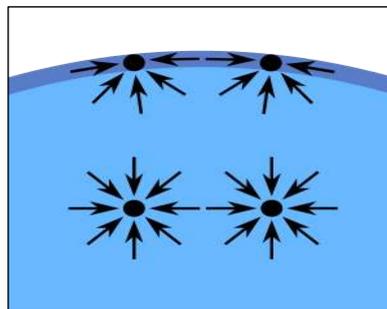


Figura 2.7: Figura esquemática da interface entre dois fluidos. (<http://clipart-library.com/img1/1420077.png>)

A pressão no fluido molhante é menor que no fluido não-molhante. A diferença entre as pressões do fluido não-molhante e molhante chamamos de pressão de capilaridade.

$$P_c = P_n - P_w$$

onde P_c indica a pressão de capilaridade, P_n a pressão do fluido não-molhante e P_w a pressão do fluido molhante.

Sabe-se que tanto a pressão de capilaridade quanto a permeabilidade relativa variam com a saturação do fluido molhante. Porém, não existem funções determinadas nas quais

se possa definir a pressão de capilaridade e a permeabilidade relativa em função da saturação, o que é natural por conta da grande variedade de tipos tanto de fluidos quanto de meios porosos existentes. Assim, as funções empregadas, baseiam-se mais em dados experimentais do que em teoria, e por esses motivos são chamadas de empíricas. A partir dos variados dados e das diferentes formas de aproximação, as curvas geradas também são variadas, o que implica em diferentes modelos usados pelos pesquisadores e autores da área de petróleo.

Através de aproximações convenientes, Corey propôs que as equações sejam:

$$k_{rw} = S_e^{\frac{2+3\theta}{\theta}} \quad e \quad k_{rn} = (1 - S_e)^2 \cdot (1 - S_e^{\frac{2+\theta}{\theta}}) \quad (2.24)$$

Essas equações são oriundas das observações do comportamento da permeabilidade relativa com a variação da saturação. O parâmetro θ é determinado experimentalmente e representa o índice de distribuição do tamanho dos poros. Matematicamente, θ representa um ajuste na curva da permeabilidade relativa a depender do meio considerado.

A relação empírica entre a saturação e a pressão de capilaridade varia a depender do meio considerado. Brooks e Corey sugeriram em 1964 a equação 2.25 oriunda de experimentos realizados para vários tipos de meios porosos.

$$S_w = \left(\frac{P_t}{P_c}\right)^\eta \iff P_c = \frac{P_t}{\sqrt[\eta]{S_w}}, \quad (2.25)$$

com $P_c > P_t$. Onde P_c é a pressão de capilaridade e P_t é a pressão de threshold, que é o valor mínimo da pressão de capilaridade. Observe que caso $P_c < P_t$ a saturação do fluido molhante seria maior que 1, o que é um absurdo.

Brooks e Corey encontraram para um grande número de rochas uma aproximação conveniente fazendo $\theta = 2$ e $\eta = 2$, o que geram as seguintes funções empíricas:

$$k_{rw} = S_e^4 \quad e \quad k_{rn} = (1 - S_e)^2 \cdot (1 - S_e^2) \quad (2.26)$$

para a permeabilidade relativa, e

$$P_c = \frac{P_t}{\sqrt{S_w}} \quad (2.27)$$

para a pressão de capilaridade.

As funções 2.26 e 2.27 sugeridas por Brooks e Corey em 1964 em Brooks e Corey (1964), embora limitadas a meios porosos isotrópicos, são aplicadas a uma ampla gama de tamanhos de poros. Devido a sua simplicidade são frequentemente usadas, e serão as que usaremos neste trabalho. No entanto, há outros modelos construídos a partir de tabelas de permeabilidade relativa e pressão capilar, tabelas essas obtidas através de dados experimentais. No nosso terceiro artigo (em conclusão) usamos modelos diferentes de permeabilidade relativa e de pressão de capilaridade. Para permeabilidade relativa usamos o modelo de M. Delshad e G. A. Pope do artigo Delshad e Pope (1989), uma vez que para esse terceiro artigo o *solver* é trifásico. Já para a pressão de capilaridade foi usado um modelo empírico que consta no livro do Chen (2007).

- Equações básicas para um escoamento bifásico de fluidos imiscíveis

Partindo da equação 2.23 e fazendo as devidas adequações as equações de Darcy para a água e para o óleo são respectivamente:

$$\frac{\partial(\phi\rho_w S_w)}{\partial t} = \frac{(\rho_w k_{rw} \mathbf{K})}{\mu_w} \nabla \bullet (\nabla P_w - \rho_w g \nabla z) + q_w \quad (2.28)$$

$$\frac{\partial(\phi\rho_n S_n)}{\partial t} = \frac{(\rho_n k_{rn} \mathbf{K})}{\mu_n} \nabla \bullet (\nabla P_n - \rho_n g \nabla z) + q_n \quad (2.29)$$

Definimos mobilidade de uma fase como a razão entre a permeabilidade relativa do fluido e a sua viscosidade dinâmica, ou seja,

$$\lambda_w = \frac{k_{rw}}{\mu_w} \quad e \quad \lambda_n = \frac{k_{rn}}{\mu_n} \quad (2.30)$$

Além disso, como os fluidos são incompressíveis ρ_w e ρ_n são constantes, ficando as equações na forma:

$$\frac{\partial(\phi S_w)}{\partial t} = \nabla \bullet (\lambda_w \mathbf{K} \nabla P_w - \rho_w \lambda_w \mathbf{K} g \nabla z) + \frac{q_w}{\rho_w} \quad (2.31)$$

$$\frac{\partial(\phi S_n)}{\partial t} = \nabla \bullet (\lambda_n \mathbf{K} \nabla P_n - \rho_n \lambda_n \mathbf{K} g \nabla z) + \frac{q_n}{\rho_n} \quad (2.32)$$

Uma vez que $S_n = 1 - S_w$ e que

$$\nabla P_n = \nabla(P_c(S_w) + P_w), \quad (2.33)$$

portanto,

$$\nabla P_n = \frac{\partial P_c}{\partial S_w} \nabla(S_w) + \nabla P_w \quad (2.34)$$

Substituindo 2.34 em 2.32, tem-se:

$$\frac{\partial(\phi(1 - S_w))}{\partial t} = \nabla \bullet (\lambda_n \mathbf{K} (\frac{\partial P_c}{\partial S_w} \nabla(S_w) + \nabla P_w) - \rho_n \lambda_n \mathbf{K} g \nabla z) + \frac{q_n}{\rho_n} \quad (2.35)$$

Somando as equações 2.35 e 2.31 e considerando que não há nem fonte nem sumidouro, uma vez que q_w e q_n estão restritas às condições de contorno, ou seja, com exceção de $q_n = 0$ no poço injetor, q_w e q_n são diferentes de zero nos poços (sejam injetor ou produtores) e zero em todas as células do domínio. O que caracteriza o nosso modelo de poço nas simulações, e teremos portanto:

$$\nabla \bullet ((\lambda_w + \lambda_n) \cdot \mathbf{K} \nabla P_w) + \nabla \bullet ((\lambda_n \mathbf{K} \frac{\partial P_c}{\partial S_w} \nabla S_w) - \nabla \bullet (\rho_w \lambda_w \mathbf{K} g \nabla z + \rho_n \lambda_n \mathbf{K} g \nabla z) = 0 \quad (2.36)$$

Chamando $\Phi_{GG} = \rho_w \lambda_w \mathbf{K} g \nabla z + \rho_n \lambda_n \mathbf{K} g \nabla z$, pode-se reescrever a equação como:

$$\nabla \bullet ((\lambda_w + \lambda_n) \cdot \mathbf{K} \nabla P_w) + \nabla \bullet (\lambda_n \mathbf{K} \frac{\partial P_c}{\partial S_w} \nabla S_w) - \nabla \bullet \Phi_{GG} = 0 \quad (2.37)$$

que é a equação de Darcy para um escoamento bifásico.

2.3.4 Adimensionalização

A modelagem em reservatório, sejam aquíferos ou reservatórios de petróleo, envolve grandezas em dimensões extremamente elevadas como: pressão, temperatura, comprimento, área, tempo, entre outras. Isso quer dizer que simulações em escala real são impraticáveis devido ao elevado tempo requerido para as devidas conclusões. Por isso, é imprescindível

uma manipulação na ordem de grandeza das variáveis envolvidas com o objetivo de diminuir o tempo necessário para que as simulações sejam conclusivas. Porém, um ponto crucial neste processo, tanto quanto o modelo aplicado, é a correta manipulação das dimensões dessas grandezas para realizar uma simulação que seja realmente representativa. Isso quer dizer, que mesmo que os diversos parâmetros estejam em diferentes escalas (por exemplo: de espaço e tempo) o modelo usado, mesmo em menor escala, possa representar bem o fenômeno em escala real, o que chamamos de similaridade dinâmica. A similaridade dinâmica é estabelecida quando duas dinâmicas distintas possuem um mesmo número adimensional. Em fluxos turbulentos o número de Reynolds (razão entre as forças inerciais e as forças viscosas) é esse número adimensional comumente usado para estabelecer similaridade dinâmica. Como a dinâmica em meios porosos é laminar e partindo do nosso modelo, similarmente a [Brooks e Corey \(1964\)](#), chegam-se aos números adimensionais:

$$\frac{TKP}{\mu L^2} \quad (2.38)$$

$$\frac{TK\rho g}{\mu L} \quad (2.39)$$

A melhor forma de estabelecer a similaridade é tornar a própria equação adimensional. A esse processo damos o nome de adimensionalização, e essa equação adimensional surge quando todas as variáveis dimensionais são divididas por um valor referencial ou característico.

Dada a equação [2.31](#), para $\mathbf{q}_w = \mathbf{0}$, pode-se escrever a equação na forma:

$$\frac{\partial(\phi S_w)}{\partial t} = \nabla \bullet (\lambda_w \mathbf{K} \nabla P_w - \rho_w \lambda_w \mathbf{K} g \nabla z) \quad (2.40)$$

onde os parâmetros ϕ e S_w são adimensionais, uma vez que são porcentuais (quociente de volumes), já para os demais parâmetros e operadores, temos:

- Operador derivada em relação ao tempo

$$t^* = \frac{t}{T_0} \therefore t = t^* T_0 \quad (2.41)$$

onde T_0 é um tempo característico e t^* é o tempo adimensionalizado. Então,

$$\frac{\partial}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t^* T_0} = \frac{1}{T_0} \frac{\partial}{\partial t^*} \quad (2.42)$$

- Permeabilidade absoluta

$$K^* = \frac{K}{K_0} \therefore K = K_0 K^* \quad (2.43)$$

onde K_0 é uma permeabilidade característica e K^* a permeabilidade adimensionalizada.

- Viscosidade

$$\mu^* = \frac{\mu}{\mu_0} \therefore \mu = \mu_0 \mu^* \quad (2.44)$$

onde μ_0 é uma viscosidade característica e μ^* a viscosidade adimensionalizada.

- Pressão

$$P^* = \frac{P}{P_0} \therefore P = P_0 P^* \quad (2.45)$$

onde P_0 é uma pressão característica e P^* a pressão adimensionalizada.

- Operador gradiente e operador divergente

$$(x_i)^* = \frac{x_i}{L_0} \therefore x_i = L_0 (x_i)^* \quad (2.46)$$

onde $i = 1, 2$ ou 3 , sendo $x_1 = x$, $x_2 = y$, $x_3 = z$ e L_0 um comprimento característico. Assim, respectivamente, os operadores gradiente e divergente, serão:

$$\nabla = \left(\frac{\partial}{\partial x}, \frac{\partial}{\partial y}, \frac{\partial}{\partial z} \right) = \frac{1}{L_0} \left(\frac{\partial}{\partial x^*}, \frac{\partial}{\partial y^*}, \frac{\partial}{\partial z^*} \right) = \frac{1}{L_0} \nabla^* \quad (2.47)$$

$$\nabla \bullet = \left(\frac{\partial}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial z} \right) = \frac{1}{L_0} \left(\frac{\partial}{\partial x^*} + \frac{\partial}{\partial y^*} + \frac{\partial}{\partial z^*} \right) = \frac{1}{L_0} \nabla^* \quad (2.48)$$

- Densidade

$$\rho^* = \frac{\rho}{\rho_0} \therefore \rho = \rho_0 \rho^* \quad (2.49)$$

onde ρ_0 é a densidade característica e ρ^* a densidade adimensionalizada.

Substituindo todas as variáveis e operadores adimensionalizados, tem-se:

$$\frac{1}{T_0} \frac{\partial(\phi S_w)}{\partial t^*} = \left(\frac{K_0 P_0}{\mu_0 L_0} \right) \nabla^* \bullet ((\lambda_w)^* K^* \nabla^*(P_w)^*) - \left(\frac{K_0 \rho_0 g}{\mu_0 L_0} \right) \nabla^* \bullet ((\lambda_w)^* K^* (\rho_w)^* \nabla^* z) \quad (2.50)$$

Multiplicando toda a equação por T_0 , obtém-se a equação 2.51, que é adimensionalizada.

$$\frac{\partial(\phi S_w)}{\partial t^*} = \left(\frac{T_0 K_0 P_0}{\mu_0 L_0} \right) \nabla^* \bullet ((\lambda_w)^* K^* \nabla^*(P_w)^*) - \left(T_0 \frac{K_0 \rho_0 g}{\mu_0 L_0} \right) \nabla^* \bullet ((\lambda_w)^* K^* (\rho_w)^* \nabla^* z) \quad (2.51)$$

O lado esquerdo não tem dimensão. Então, vamos verificar as dimensões dos termos do lado direito. Primeiro fator:

$$\begin{aligned} & \left(\frac{T_0 K_0 P_0}{\mu_0 L_0} \right) \\ & \xrightarrow{\text{Análise dimensional}} \\ & \frac{[T][L]^2 \frac{[M][T]^{-2}[L]^{-1}}{[L]}}{[M][L]^{-1}[T]^{-1}[L]} = [T][L]^2 \frac{\frac{[M]}{[T]^2[L]^2}}{\frac{[M]}{[T]}} = \frac{[T]^2[L]^2}{[M]} \cdot \frac{[M]}{[T]^2[L]^2} = 1 \end{aligned}$$

portanto adimensional.

Comparando o coeficiente do primeiro termo $\left(\frac{T_0 K_0 P_0}{\mu_0 L_0} \right)$ com o coeficiente do segundo termo $\left(\frac{T_0 K_0 \rho_0 g}{\mu_0 L_0} \right)$ do lado direito, tem-se que $\rho_0 g$ tem dimensão de gradiente de pressão, o que

completa a adimensionalização.

Com isso, a equação 2.51, e conseqüentemente a equação do óleo (2.52), estão adimensionalizadas uma vez que as variáveis são as mesmas.

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\phi(1 - S_w))}{\partial t^*} = & \left(\frac{T_0 K_0 P_0}{\mu_0 (L_0)^2}\right) \nabla^* \bullet ((\lambda_n)^* K^* (\frac{\partial P_c}{\partial S_w} \nabla^* (S_w)^* + \nabla^* P_w)^*) \\ & - (T_0 \frac{K_0 \rho_0 g}{\mu_0 L_0}) ((\lambda_n)^* K^* (\rho_n)^* \nabla^* z) \end{aligned} \quad (2.52)$$

A seguir é apresentado o capítulo referente à metodologia, onde são descritas a sequência e a estruturação deste trabalho, divididas em pre-processamento, processamento e pós-processamento.

Metodologia

Apesar de ser uma área da dinâmica dos fluidos que apresenta um grande número de trabalhos publicados, os escoamentos em meios porosos continuam sendo um campo onde a pesquisa se faz ainda muito presente, em especial nas últimas décadas com a utilização do CFD (computational fluid dynamics) como uma ferramenta eficaz e mais econômica de investigação. Estudos relacionados a melhoramentos na recuperação de petróleo se constituíram, nos últimos anos, como um fértil campo de utilização do CFD em meios porosos. O alto custo na descoberta e desenvolvimento de novas jazidas estimulou a busca de meios para o incremento da produção das atuais reservas através de ferramentas mais baratas. Neste cenário, a área de CFD surge como fundamental campo de análise no formato interdisciplinar, que proporciona ampliar a compreensão de sistemas complexos em dinâmica dos fluidos, particularmente, em meios porosos.

Conforme visto no capítulo anterior, os escoamentos em meios porosos são predominantemente laminares, o que demanda por menos recurso computacional. Porém, a depender do tipo de simulação, refinamento da malha e grau de sofisticação do solver, faz-se necessário o uso de mais recursos computacionais. Diante dessas necessidades, o Yemoja HPC (Computador de Alto Desempenho) do SENAI-CIMATEC, Salvador/Bahia, se constituiu em uma ferramenta essencial nas simulações de uma terceira fase do nosso trabalho.

Vale ressaltar o interesse acadêmico de nosso trabalho, porém sem perder de vista aplicações direcionadas à área industrial. Apesar de existirem vários softwares comerciais no mercado tais como: STARS da CMG, ECLIPSE-100 da Schlumberger, REVEAL da Petroleum Experts e UTCHEM da Texas University at Austin, este trabalho teve também o real propósito de utilizar uma ferramenta aberta e customizável para as nossas simulações, no caso, o OpenFOAM ([GREENSHIELDS, 2015](#)).

3.1 Simulação numérica realizada com o software OpenFOAM

O software OpenFOAM é um conjunto de bibliotecas em linguagem C++ projetado para resolver problemas complexos em mecânica dos fluidos, devido a sua flexibilidade que permite o desenvolvimento de núcleos de resoluções especificados pelo usuário, que podem ser integrados com ferramentas já existentes ([GREENSHIELDS, 2015](#)).

As nossas pesquisas, nos três diferentes artigos produzidos, foram sempre divididas em

três fases: pré-processamento, processamento e pós-processamento. Nos pontos a seguir, explicamos cada uma dessas três fases e o que é feito, em linhas gerais, em cada uma delas.

1) Pré-processamento: nesta fase a malha na qual subdivide o domínio de cada simulação, é construída. Além disso, também é no pré-processamento que os parâmetros de entrada são definidos.

2) Processamento: consiste na fase de solução numérica das equações que modelam o fenômeno. Essa é a fase de solução propriamente dita, onde todos os dados que se buscam encontrar serão gerados.

3) Pós-processamento: é a fase que se utiliza dos dados fornecidos pelo processamento para fazer a visualização das simulações (através da ferramenta ParaView), validação e análise de dados através de tabelas, gráficos e funções.

Na sequência falaremos mais detalhadamente, de forma específica do nosso trabalho, sobre o que foi realizado em cada uma dessas etapas do processo.

3.2 Pré-processamento

Nesta etapa foi estabelecido o modelo de meio poroso e a construção de malhas 3D em um formato padrão *sandbox* que foi adotado na sequência de três artigos produzidos. O formato *sandbox* é um modelo de referência proposto por [Bear \(2013\)](#) onde podemos reconhecer os conceitos de similaridade geométrica, cinética e dinâmica. Este modelo consiste de um cubo cuja única diferença de uma simulação para outra ocorreu no tamanho da aresta. No artigo 1, o *sandbox* consiste de um cubo de aresta de 1,22 metro e foi construído de forma totalmente manual diretamente no pré-processador blockMesh do OpenFOAM. As duas configurações de poços (fontes e drenos) podem ser vistas nas figuras 3.1 (a) e 3.1 (b), respectivamente. Na configuração 1 temos uma fonte situada 20cm da base e 20cm da parede lateral mais próxima, e um dreno situado a 10cm do topo e 20cm da parede lateral mais próxima. Além disso, ambos estão situados em posições equidistantes das paredes de frente e fundo. Na configuração 2, temos 3 fontes e 3 drenos, estando os pares de fontes e drenos a 20cm, 40cm e 60cm de altura em relação a base, além de 20cm em relação a parede lateral mais próxima. Além disso, todas as fontes e drenos estão também em posições equidistantes em relação às paredes de frente e de fundo. Passo de tempo utilizado em todas as baterias de simulações $\Delta t = 10^{-3}$. Ambas as malhas foram construídas como união de blocos, em que cada um deles foi subdividido em blocos ainda menores. Cada um desses blocos menores são as células que representam as unidades de volume através das quais todo o modelo *sandbox* é discretizado e cujo centroide representa

um ponto onde as variáveis principais são calculadas através do método de discretização dos volumes finitos.

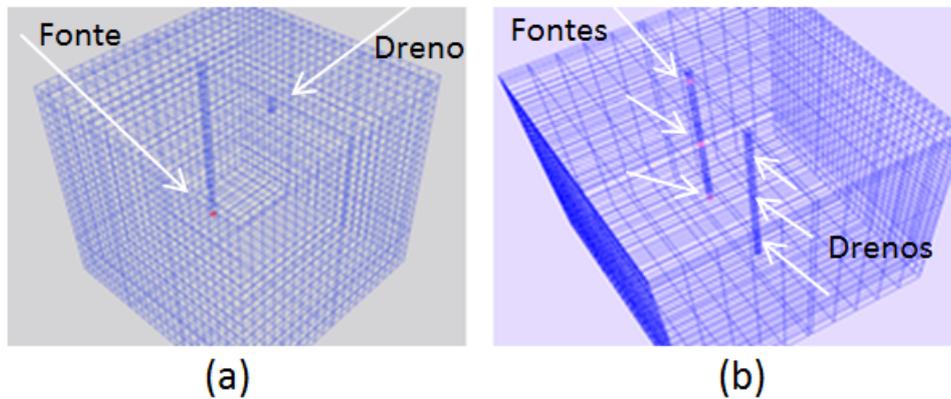


Figura 3.1: Figura esquemática das configurações: (a) Uma fonte e um dreno, (b) Três fontes e três drenos.

Em [Vivas et al. \(2019\)](#), o modelo adotado como meio poroso foi novamente o *sandbox* cúbico de aresta 60 metros. Cada um dos 60 metros em cada direção é subdividido em 60 partes, isso quer dizer, que há $60^3 = 216000$ células compondo toda a malha. Cada uma dessas 216 mil células é uma unidade de volume na qual as variáveis principais das equações serão calculadas. Para se concluir que a malha adotada era adequada, um teste de malha foi realizado, onde comparamos os resultados de simulações com diferentes níveis de refinamento de malha. Além do refinamento utilizado (60 subdivisões), foram realizadas simulações com malhas cujos 60 metros de aresta foram subdivididos em 40, 80 e 100 partes em quatro tipos de configurações com um, dois, três e quatro drenos. Houve ainda, uma 5ª tentativa de simulação com 120 subdivisões, porém a malha ficou extremamente refinada e o custo computacional extremamente elevado fazendo com que a simulação fosse abortada. Além disso, os resultados já se mostravam bem conclusivos conforme Fig. 3.2, onde pode-se verificar uma proximidade dos resultados para 60, 80 e 100 subdivisões.

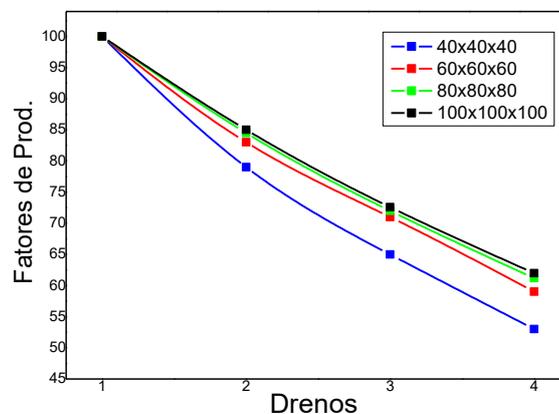


Figura 3.2: Avaliação do refinamento da malha através dos resultados de interferência entre drenos nos fatores de produção. Foram utilizados refinamentos de 40, 60, 80 e 100 divisões por dimensão, em simulações com um, dois, três e quatro drenos simétricos a um mesmo gradiente de pressão de 300 psi.

Para esse trabalho, foram construídas 4 diferentes configurações geométricas básicas de drenos (poços produtores), que podem ser vistas nas figuras 3.3, 3.4, 3.5 e 3.6. Todos as fontes e drenos estão situados a 30m de altura. Passo de tempo $\Delta t = 10^{-2}$.

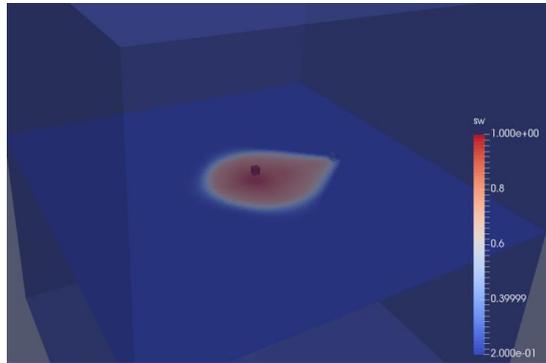


Figura 3.3: Instantâneo da configuração com uma fonte e um dreno.

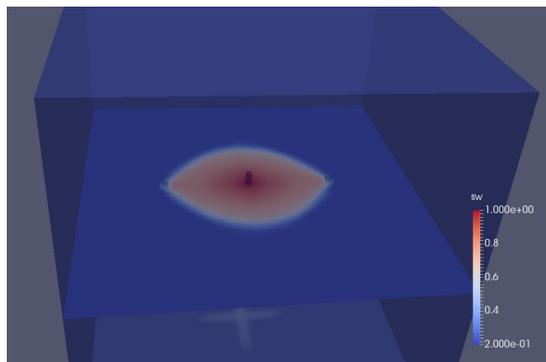


Figura 3.4: Instantâneo da configuração com uma fonte e dois drenos.

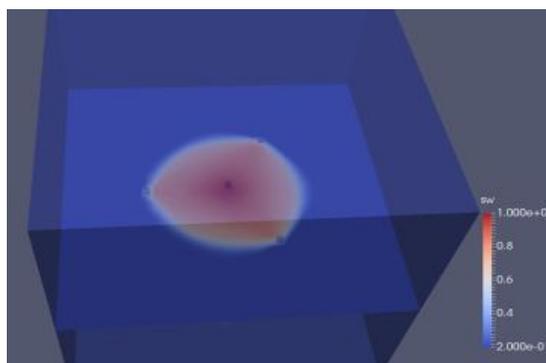


Figura 3.5: Instantâneo da configuração com uma fonte e três drenos.

É importante salientar, que o modelo é sempre o mesmo, ou seja, *sandbox*, o que muda são as configurações de fronteiras internas, no caso, o número e as posições dos drenos. Apesar das posições dos drenos serem distintas, a distância de cada dreno em relação à

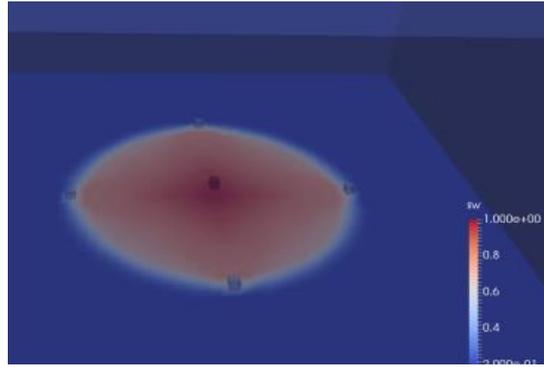


Figura 3.6: Instantâneo da configuração com uma fonte e quatro drenos.

fonte, em cada simulação independentemente do número de drenos, foi sempre mantida em 15 metros.

Iniciamos o estudo avaliando a interferência de um dreno sobre outro. Para isso, simulamos três casos de posicionamento não-simétrico (casos cujo posicionamento dos dois drenos em relação a fonte não formam um ângulo de 180° entre eles) da configuração com dois drenos, e comparamos com a posição simétrica. Os casos não-simétricos simulados foram aqueles cujos ângulos em relação a fonte formado entre os drenos foram os de: 30° , 60° e 120° , conforme mostra figura 3.7.

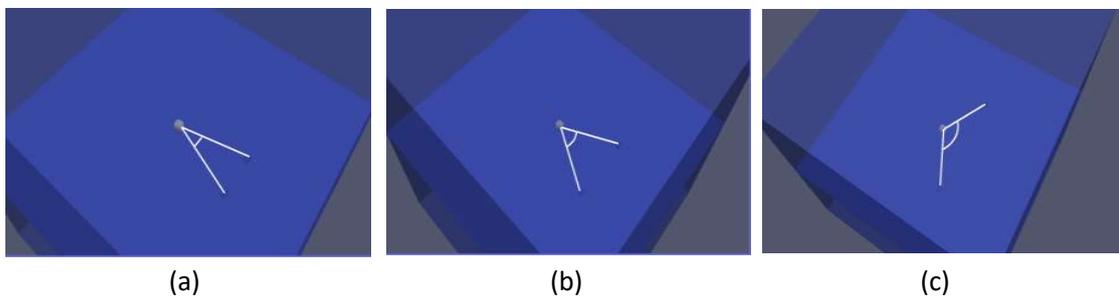


Figura 3.7: Configurações assimétricas de dois drenos: (a) 30° , (b) 60° e (c) 120° .

Seguindo a linha de estudo, em modelagem de reservatórios, partimos para um terceiro artigo com ênfase em um parâmetro tão ou mais importante que a localização dos poços em um meio poroso isotrópico, que é a mobilidade dos fluidos. Novamente o modelo de reservatório utilizado foi um *sandbox*, agora com dimensões $30m \times 30m \times 30m$. Os poços de injeção e produção ficaram localizados a 17 metros do fundo do reservatório. Após algumas rodadas testando a malha, concluiu-se que uma boa divisão do domínio seria $80 \times 80 \times 50$, gerando um total de 320.000 células, mantendo uma consistência no balanço material e apresentando mudanças muito pequenas com o incremento do número de células. O passo no tempo foi de 0,001 s. Este terceiro artigo apresentou inovações em relação aos outros dois, representadas pela utilização de modelo de poço além do uso de solver trifásico.

A modelagem de poço consistiu na introdução, no solver, das equações apresentadas na seção 3.3.3, onde fez-se uma distinção da região compreendida pelo poço, dando a ela, um tratamento analítico a partir da hipótese de fluxo radial na vizinhança do poço que simplificam a modelagem matemática da dinâmica nessa região. A partir desse tratamento, pode-se chamar as fontes como poços injetores e os drenos como poços produtores. Além disso, este artigo apresentou um segundo avanço, que foi o uso de um *solver* trifásico. Na verdade a investigação feita neste artigo, ainda se tratava de deslocamento bifásico água-óleo, porém um *solver* trifásico água-óleo-gás baseado no modelo *black oil* já tinha sido desenvolvido, e para ser utilizado na simulação de um escoamento bifásico bastaria fazer a condição de saturação de gás igual a zero.

Como falado antes, a mobilidade é um fator extremamente importante no processo de exploração de petróleo, em especial, num meio isotrópico. Vimos na seção 2.3.3 que a mobilidade é a razão entre a permeabilidade relativa e a viscosidade dinâmica. De um modo geral, nos reservatórios de petróleo, a água apresenta quase sempre uma mobilidade maior que o óleo, porém é possível aprimorar a recuperação de óleo através de processos químicos com a injeção de agentes surfactantes e polímeros (PYE et al., 1964; GOGARTY et al., 1967; ABIDIN; PUSPASARI; NUGROHO, 2012). Há também, como sugerido em alguns trabalhos (KHADEMOLHOSSEINI; JAFARI; SHABANI, 2015), a possibilidade de se usar processos de recuperação microbiana, ou até, por sugestão de trabalhos experimentais (ALI et al., 2018; ROUSTAEL; SAFFARZADEH; MOHAMMADI, 2013; NEGIN; ALI; XIE, 2016; YOUSEFVAND; JAFARI, 2015; YOUSSEF et al., 2018; MIRANDA et al., 2012) desenvolvidos mais recentemente, o uso de nanopartículas. Todos esses processos têm como objetivo melhorar a mobilidade do óleo em relação à mobilidade da água (ALI et al., 2018).

A proposta de um terceiro artigo foi simular o fluxo bifásico em duas situações: uma com mobilidade do óleo sendo maior que da água e a outra com mobilidade do óleo menor que da água. O intuito é observar os efeitos na recuperação em um reservatório que sofreu um processo de melhoramento, fornecendo informações abrangentes e substanciais sobre a avaliação da economia para o desenvolvimento do campo.

3.3 *Processamento*

Na fase do processamento define-se o *solver* apropriado para o tipo de problema que se pretende trabalhar. No primeiro e no segundo artigos foi utilizado um *solver* de customização própria batizado de escoamentoFoam, baseado no algoritmo IMPES (seção 3.3.1) sem utilizar modelagem de poço. No terceiro artigo, foi utilizado um outro *solver* trifásico também de customização própria construído a partir do modelo *black oil* chamado de triphaseFlow, que também é baseado no algoritmo IMPES. Além disso, neste terceiro artigo foi utilizada uma modelagem de poço conforme apresentada na (seção

3.3.3).

3.3.1 IMPES (*Implicit pressure-explicit saturation*)

O algoritmo usado na solução das equações diferenciais foi o IMPES (CHEN, 2007). Trata-se de uma estratégia de como abordar as equações visando obter as soluções de forma mais rápida e estável. O IMPES é bastante popular na indústria de petróleo pelo fato de ser um poderoso método de solução numérica de equações que modelam fluxos bifásicos de fluidos incompressíveis. Como a própria sigla já diz, no IMPES a pressão é calculada implicitamente enquanto a saturação é calculada explicitamente. Isso significa que a saturação S_w é assumida como inicialmente conhecida e o valor da pressão é calculado a partir dela. Assim, adotando um passo no tempo Δt , a pressão no tempo $t + \Delta t$ é calculada com o valor da saturação do tempo anterior t , ou seja, implicitamente. A partir daí, usa-se este valor obtido para pressão no tempo $t + \Delta t$ no cálculo do valor da saturação também no tempo $t + \Delta t$. Na prática admite-se que a variação da pressão é desprezível durante o lapso de tempo Δt , e que portanto, podem-se usar os dados da saturação do tempo anterior no cálculo da pressão do tempo atual. Essa estratégia permite o uso de um passo no tempo Δt maior, mantendo-se a estabilidade numérica e o erro limitado. Evidentemente que não só aspectos de convergência numérica, como também tempo de simulação e problemas de Courant, que falaremos na subseção 3.3.3, devem ser levados em conta na determinação do Δt . Métodos implícitos são aplicados em situações onde o uso de métodos explícitos exigem um passo no tempo impraticavelmente pequeno devido ao seu custo computacional inviável.

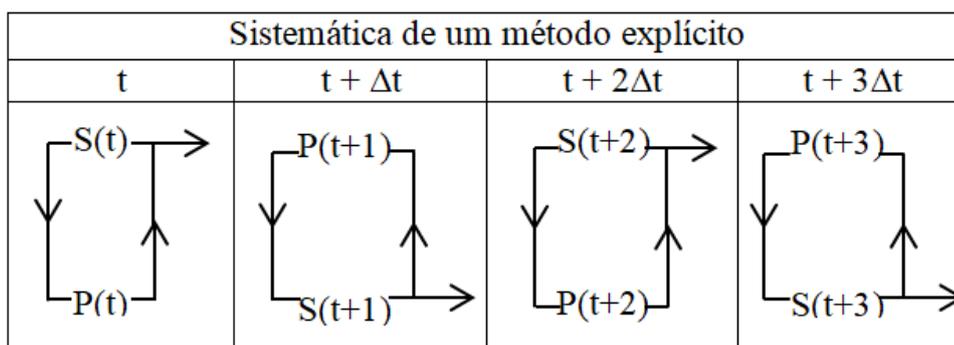


Figura 3.8: Sistemática de um método explícito.

Usar um método totalmente explícito significa só calcular os valores dos parâmetros no tempo seguinte quando se checa a convergência desses parâmetros no tempo atual, o que eleva muito o número de iterações a cada Δt . Isso torna o uso desse método altamente custoso do ponto de vista computacional. A aplicação do IMPES resolve esses problemas além de se mostrar um método bastante estável. Por esses motivos, o método IMPES se tornou amplamente utilizado na indústria de petróleo.

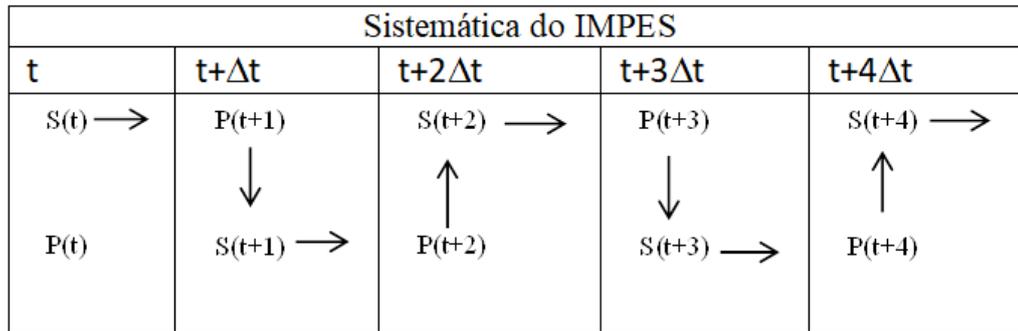


Figura 3.9: Sistemática do IMPES.

De modo geral, o OpenFOAM é um software de código aberto para solução numérica de equações diferenciais usando o Método de Volumes Finitos seção 3.3.2, em particular nesta pesquisa, para a obtenção de soluções numéricas das equações de conservação que modelam o escoamento laminar em um meio poroso.

3.3.2 Método dos Volumes Finitos

Um método numérico é uma técnica usada na solução de equações diferenciais para um conjunto finito de pontos do domínio através de uma adequada aproximação da equação diferencial por uma equação algébrica. O uso de uma solução numérica deve-se ao fato de ser impraticável resolver, de forma analítica, as complexas equações diferenciais parciais que modelam os escoamentos em dinâmicas dos fluidos. Um dos métodos numéricos bastante conhecidos, e que usamos nas nossas soluções, é o Método dos Volumes Finitos (MVF) (VERSTEEG; MALALASEKERA, 2007), também chamado de Método de Volumes de Controle (MVC) (VERSTEEG; MALALASEKERA, 2007). O método dos volumes finitos possui características bastante adequadas ao uso em simulações numéricas em dinâmica de fluidos. Como afirmado por Pontes e Mangiavacchi (2016), o MVF é o método mais utilizado em problemas de transporte de massa, calor ou momento devido à conexão de suas equações deduzidas. O uso do MVF é uma consequência imediata da utilização da ferramenta OpenFOAM, uma vez que o MVF é o método de discretização utilizado por esse *software*. Essa é a justificativa prática, porém a justificativa técnica do uso do MVF deve-se ao fato de que as próprias equações modeladoras são deduzidas a partir de princípios de conservação aplicados em volumes de controle, conforme visto na seção 2.3 na dedução da equação de conservação de massa.

Resumidamente, o MVF consiste na integração, em cada volume conhecido, da equação de aproximação. Um volume de controle é uma célula da partição do domínio, onde para cada centróide desses volumes define-se uma equação algébrica diferente que aproxima a equação integro-diferencial parcial do modelo, onde cada derivada é aproximada por uma

secante. A reunião das equações algébricas que cobrem toda malha gera um sistema cuja solução dará o valor da propriedade em cada ponto nodal a cada instante de tempo. A malha considerada pode ser estruturada ou não, porém uma malha estruturada simplifica o formato da matriz dos coeficientes aproximando-a de um formato diagonal. Na sequência tem-se uma breve descrição do processo. Todo o processo de simulação, segundo Osses (2016), envolve os seguintes passos: i) Determinar a repartição do domínio subdividindo-o nos volumes de controle (construção da malha). ii) Definir, para cada volume de controle, as equações diferenciais parciais de conservação. iii) Fazer as aproximações numéricas das integrais. iv) Fazer as aproximações dos valores das variáveis nas faces através de modelos de interpolação e das derivadas por secantes com as informações dos valores das variáveis nos pontos nodais. v) Resolver numericamente o sistema de equações algébricas de aproximação. Para entendermos a aplicação do método, seguindo os passos listados acima, consideremos a equação de transporte para uma propriedade ξ no seu formato mais geral.

$$\frac{\partial \rho \xi}{\partial t} + \nabla \bullet \rho \xi \vec{u} = \nabla \bullet (\Gamma \nabla \xi) + S_\phi \quad (3.1)$$

Onde ρ é a densidade, t é o tempo, \vec{u} a velocidade, Γ o coeficiente de difusão e S_ϕ uma força externa. Agora, vamos supor o caso mais simples possível para uma equação de transporte, ou seja, um caso meramente difusivo e em regime permanente. Isto quer dizer que tanto o termo convectivo, $\nabla \bullet (\rho \xi \vec{u})$, quanto o de variação temporal, $\frac{\partial(\rho \xi)}{\partial t}$, são nulos. Então, com essa hipótese a equação será:

$$\nabla \bullet (\Gamma \nabla \xi) + S_\phi = 0 \quad (3.2)$$

Ainda por simplicidade, vamos considerar a equação 3.2 na forma unidimensional, ou seja:

$$\frac{d}{dx} \left(\Gamma \frac{d\xi}{dx} \right) + S = 0 \quad (3.3)$$

Sendo S é o termo força externa S_ϕ para o caso unidimensional. Seja o segmento de reta AB um domínio unidimensional particionado conforme a Fig. 3.10, onde os valores da propriedade ξ são conhecidos nos pontos fronteiros A e B. Uma boa forma de contextualizar esse processo é imaginar que o segmento de reta AB é uma barra metálica e que a propriedade ξ é a temperatura. Estudar esse fenômeno significa integrar a equação 3.3 no intervalo de A a B e encontrar a função que dá o valor da propriedade ξ (nesse caso temperatura) em cada ponto do segmento. Porém isso só será feito de forma discreta, ou seja, para alguns pontos do segmento AB. Tomemos como os pontos de aferição O, P, L,

Q e R escolhidos entre A e B como mostrado na Fig. 3.10. Vamos estabelecer a fronteira de cada volume de controle (VC) exatamente no ponto médio entre dois nós adjacentes de tal forma que o ponto nodal é também centroide da célula.

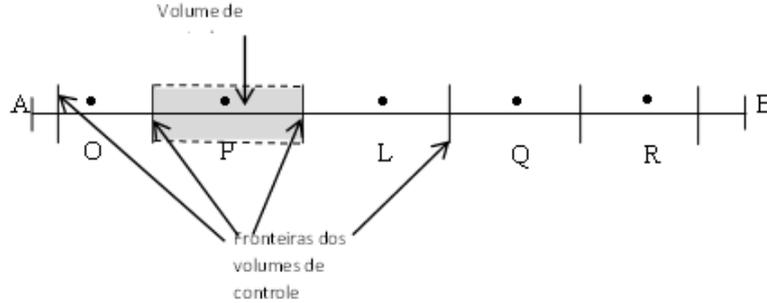


Figura 3.10: Imagem esquemática de volume de controle (Fonte: própria).

Vamos ampliar a Fig. 3.10 entre O e L.

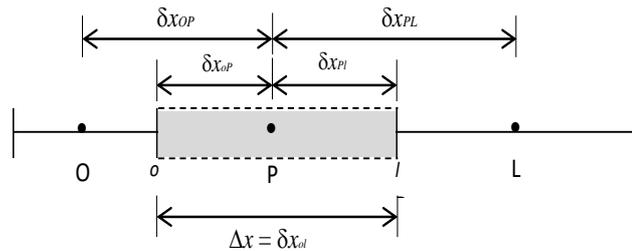


Figura 3.11: Imagem esquemática de volume de controle (Fonte: própria).

O passo seguinte é integrar a equação Eq. 3.3 dentro de cada VC.

$$\int_{\Delta V} \frac{d}{dx} \left(\Gamma \frac{d\xi}{dx} \right) dV + \int_{\Delta V} s dV = \left(\left[\Gamma \frac{d\xi}{dx} \right]_l - \left[\Gamma \frac{d\xi}{dx} \right]_o \right) A + \bar{S} \Delta V, \quad (3.4)$$

onde A é a área da seção transversal da face de VC, \bar{S} é o valor médio de S em VC e ΔV é o volume de VC. Aproximando as derivadas da equação 3.4 pelas secantes e ,

$$\left(\frac{d\xi}{dx} \right)_l = \frac{\xi_L - \xi_P}{\delta x_{PL}} \quad (3.5)$$

$$\left(\frac{d\xi}{dx} \right)_o = \frac{\xi_P - \xi_O}{\delta x_{OP}} \quad (3.6)$$

e o coeficiente de difusão pelo valor médio,

$$\Gamma_o = \frac{\Gamma_O + \Gamma_P}{2} \quad (3.7)$$

$$\Gamma_l = \frac{\Gamma_P + \Gamma_L}{2} \quad (3.8)$$

Além disso, considerando aproximação linear para o termo fonte,

$$\bar{S}\Delta V = S_u + S_P\xi_P \quad (3.9)$$

e reescrevendo a equação 3.4 com as devidas aproximações, teremos:

$$\Gamma_l A_l \left(\frac{\xi_L - \xi_P}{\delta x_{LP}} \right) - \Gamma_o A_o \left(\frac{\xi_P - \xi_O}{\delta x_{OP}} \right) + (S_u + S_P \xi_P) = 0 \quad (3.10)$$

Desenvolvendo-se e agrupando-se os termos semelhantes, obtém-se a equação:

$$\left(\frac{\Gamma_l A_l}{\delta x_{PL}} + \frac{\Gamma_o A_o}{\delta x_{OP}} - S_P \right) \xi_P = \left(\frac{\Gamma_o A_o}{\delta x_{OP}} \right) \xi_O + \left(\frac{\Gamma_L A_L}{\delta x_{PL}} \right) \xi_L + S_u, \quad (3.11)$$

onde as expressões no interior dos parênteses são os coeficientes da incógnita ξ_P , e dos valores da propriedade ξ nos pontos nodais $O(\xi_O)$ e $L(\xi_L)$. Para cada ponto nodal ou VC há uma equação semelhante a 3.11 cuja solução é o valor da propriedade ξ no ponto P em cada instante de tempo t . A extensão para o caso convectivo-difusivo e tridimensional não será feito aqui, pode ser encontrada em (VERSTEEG; MALALASEKERA, 2007).

A seguir falamos de Modelagem de Poço que foi utilizada no terceiro artigo.

3.3.3 Modelagem de Poços

Na modelagem computacional de um reservatório de petróleo, um fator que deve ser levado em conta para o aperfeiçoamento das simulações, é a presença dos poços. Fazer modelagem de poços, significa não mais tratar o poço como uma fronteira interna do reservatório, ou seja, não mais tratá-lo como uma das células que compõe a malha. Isso quer dizer que, na construção da malha, pode-se ter a célula que contém o poço maior do que deveria ser para considerá-la como poço ou ela pode ser até do mesmo tamanho que a de um poço, porém força que toda a malha seja extremamente refinada com células de tamanho muito diminuto, gerando um altíssimo custo computacional. Ao se ter uma

malha muito refinada, a simulação torna-se impraticável não só pelo elevado número de células utilizadas, como também num possível uso de Δt muito pequeno para se evitar problemas de Courant. O problema de Courant ocorre quando, ao se refinar uma malha, o menor espaço disponível no interior da célula implicar em um menor intervalo de tempo para uma partícula de fluido percorrê-la. Assim, algumas vezes, o passo no tempo, Δt de cálculo, precisa ser ajustado, ou seja, diminuído. Podemos resumir o problema de Courant dizendo que quando ele acontece, deve-se diminuir o intervalo tempo com que as fotografias de fluxo são tiradas (aumentar o número de fotografias de fluxo) de forma a permitir que o *software* seja capaz de efetuar os cálculos. Tudo isso ocorre porque a malha foi refinada e os volumes de controle estão ainda menores. Assim, para um mesmo gradiente de pressão, ou equivalentemente uma mesma velocidade de partícula, deve-se diminuir o passo de tempo Δt da simulação o que elevará o tempo de simulação e o gasto computacional. O cálculo implícito da pressão, já falado na subseção 3.3.1, é outro fator que favorece o uso de uma malha menos refinada, o que também diminui o custo computacional e evita problemas de Courant.

No estudo da modelagem dos poços a solução das equações se dá analiticamente e os resultados obtidos serão tomados como condições de contorno para o acoplamento à solução numérica. Em outras palavras, para a célula que contém o poço, os cálculos são feitos separadamente pela equação 3.21 e depois são acoplados ao restante do domínio que segue as equações modeladoras apresentadas no seção 2.3.3.

Inicialmente faremos uma abordagem prática, na qual trataremos os poços, fonte ou sumidouro, como pontos que serão inseridos na equação de conservação de massa. Assim, para um sumidouro em um fluxo monofásico definimos a taxa de fluxo de massa q por:

$$q = - \sum \rho q_i \delta(x - x_i),$$

onde ρ denota a densidade, q_i indica o volume de fluido produzido por unidade de tempo em x_i e δ a função delta de Dirac. Para uma fonte a equação é $q = \sum \rho q_i \delta(x - x_i)$.

- Tratamento Analítico

As soluções analíticas só são possíveis através de simplificações baseadas na hipótese de que, numa vizinhança do poço, o fluxo é radial. Assim, para um fluxo incompressível em um meio isotrópico e em estado estacionário a equação de conservação de massa é:

$$\nabla \cdot (\rho \vec{u}) = q\delta, \quad (3.12)$$

onde $\nabla \bullet$ é o operador divergente, ρ é a densidade do fluido, \vec{u} é a velocidade do fluido, q é o fluxo de massa e δ é a função delta de Dirac. Integrando a equação 3.12, temos:

$$\int_V \nabla \bullet (\rho \vec{u}) S dz = \int_V q \delta dV \tag{3.13}$$

A figura 3.12 mostra região para integração,

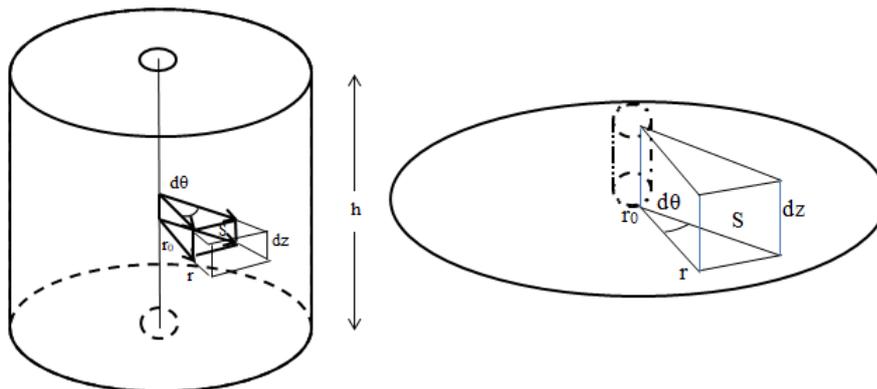


Figura 3.12: Região de integração.

Aplicando o Teorema de Gauss no lado esquerdo da equação 3.13, obtem-se:

$$\begin{aligned} \int_V \nabla \bullet (\rho \vec{u}) S dz &= \int_S \rho \vec{u} \bullet \vec{n} dS \\ &= \rho \int_0^h \int_0^{2\pi} \vec{u}_r d\theta dz = \rho \vec{u}_r 2\pi r h \end{aligned}$$

Já o resultado da integral do lado direito dá o fluxo de massa total q . Portanto,

$$\rho u_r(r, t) 2\pi r h = q \tag{3.14}$$

e a velocidade será

$$u_r(r, t) = \frac{q}{2\pi \rho r h} \tag{3.15}$$

O que resulta em

$$u_r(r, t) = \frac{q}{2\pi\rho rh} \vec{i} + \frac{q}{2\pi\rho rh} \vec{j} \quad (3.16)$$

Por considerarmos o fluxo radial em um meio poroso, usaremos a lei de Darcy sem a gravidade e substituindo-a na velocidade da Eq. 3.15, tem-se:

$$-\frac{1}{\mu} K \nabla P = \frac{q}{2\pi\rho rh} \quad (3.17)$$

portanto,

$$\nabla P = \frac{-q\mu}{2\pi\rho r Kh} \quad (3.18)$$

Integrando esta equação de r_0 até r temos,

$$\int_{r_0}^r \nabla P dr = \frac{-q\mu}{2\pi\rho Kh} \int_{r_0}^r \frac{1}{r} dr \quad (3.19)$$

que nos dá,

$$P(r) = P(r_0) - \frac{q\mu}{2\pi\rho Kh} \ln \frac{r}{r_0} \quad (3.20)$$

A equação 3.20 é o modelo analítico de fluxo nas proximidades do poço.

Na figura 3.13 temos a representação esquemática da região onde o fluxo é radial. Na prática o poço, seja injetor ou produtor, deixa de existir fisicamente, e as contas nas células que contém os poços são feitas de modo diferente, através da Eq. 3.21.

$$q = \left[\frac{2\pi\rho Kh}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right] [P_{bh} - P], \quad (3.21)$$

onde P_{bh} é a pressão no bottom hole, ou seja, a pressão no orifício inferior do poço; r_w o raio do poço; r_e o raio de equivalência, ou seja, o raio da região até onde se considera o fluxo radial e P a pressão à distância r_e . É comum separar os parâmetros constantes que caracterizam o meio definindo o fator:

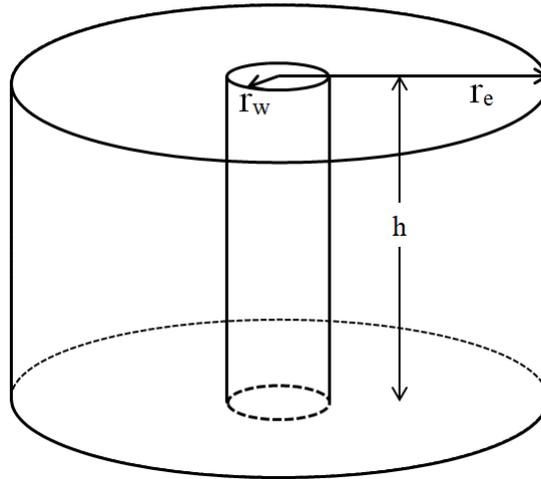


Figura 3.13: Fluxo radial.

$$WI = \frac{2\pi Kh}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)},$$

denominado de índice de poço.

3.4 Pós-processamento

No pós-processamento parte-se para visualização da simulação através do software de pós-processamento ParaView, seguido por interpretação, validação, tratamento e análise dos dados. Um primeiro ponto de avaliação sobre a simulação se dá com a visualização da dinâmica de escoamento. Neste processo, observaram-se características da geometria da dinâmica condizentes com as propriedades físicas do meio, como por exemplo, a simetria de fluxo, fruto de um meio definido como isotrópico. Outras características como varrido, saturação e caminhos preferenciais também são observados pela ferramenta visual, e todas elas servem como um indicativo de coerência e precisão numérica.

Em virtude dos nossos *solvers* possuírem ferramentas de pós-processamento em seu interior como fluxo de água injetada, fluxo de extração de água e óleo, fluxo fracional, eficiência de deslocamento dentre outros, os resultados já são exportados prontos para se produzirem as tabelas, gráficos e funções necessários aos nossos estudos.

3.5 Validação

Para garantir a veracidade dos resultados da simulação, começamos por validar o resultado da equação de Buckley-Leverett para deslocamento unidimensional (Eq. 3.22 e Eq. 3.23).

$$V_{S_w} = \left(\frac{dx}{dt} \right) |_{S_w} = \frac{q_t}{A \cdot \phi} \cdot \left(\frac{df_w}{dS_w} \right) |_{S_w} \quad (3.22)$$

ou

$$X_{S_w} = \frac{W_i}{A \cdot \phi} \cdot \frac{df_w}{dS_w} |_{S_w} \quad (3.23)$$

Na simulação, procuramos encontrar o perfil de saturação da água ao longo da distância entre o poço injetor e o produtor a jusante da frente de choque em um certo tempo, pouco antes do *breakthrough* da água. Os resultados das simulações foram comparados com os resultados teóricos da distribuição da saturação da água em função da distância do modelo de Buckley-Leverett (DAKE, 1983). Na Fig. 3.15, podemos ver o perfil de saturação da água comparando os gráficos. No OpenFOAM, cada célula é um volume e, portanto, um elemento tridimensional (GREENSHIELDS, 2015). Assim, para construir uma simulação unidimensional, tomamos uma única célula nas direções Y e Z, enquanto na direção X um número de células é obtido proporcional à distância entre os poços, como mostra a Fig. 3.14.

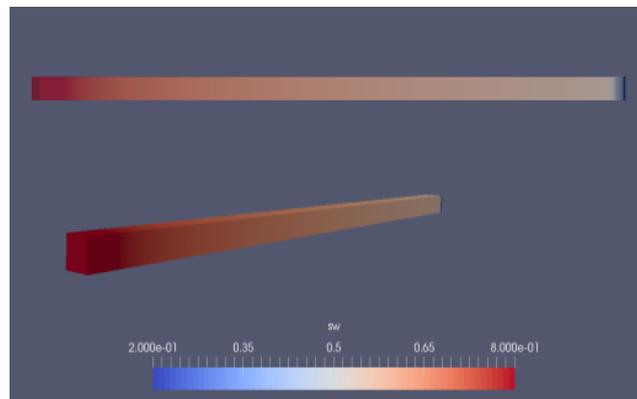


Figura 3.14: Instantâneo do perfil de saturação de água na simulação de validação

Os dados de saturação foram obtidos através de sondas (probes) (pontos fixos do domínio em que as saturações de água são registradas a cada tempo de registro) colocadas equidistantemente entre os poços injetor e produtor. Esses dados de saturação referem-se a todas as sondas em um momento específico e em um período muito próximo ao *breakthrough* da água quando o intervalo de saturação é de $S_c < S_w < 1 - S_{rn}$, conforme mostrado na Fig. 3.15 (a) .

Na sequência, temos um quarto capítulo com resultados e discussões relativos a trabalhos

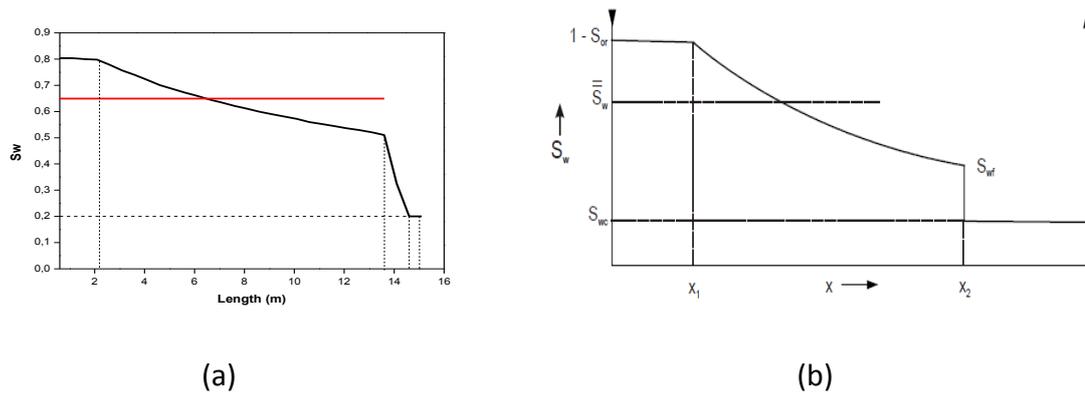


Figura 3.15: (a) Perfil de saturação de água obtido na simulação; (b) Resultado teórico sobre o perfil de saturação da água (DAKE, 1983). As linhas horizontais de ambos os gráficos representam a média da saturação de água.

já produzidos e publicados a respeito do assunto, além de ajudar na compreensão de uma linha geral da pesquisa que se baseia na construção de um modelo de simulações em meios porosos validado por resultados que confirmam os conhecimentos teóricos já consagrados na literatura tanto sobre características geométricas do meio quanto propriedades físicas dos fluidos.

Apresentação de Resultados e Discussões

A seguir serão apresentados resultados da nossa linha de pesquisa que se utiliza da metodologia descrita no capítulo 3, onde foram estudados os efeitos sobre os escoamentos, e consequentemente sobre a recuperação, de distintas e específicas configurações geométricas.

O domínio considerado em Vivas et al. (2019) é um cubo de dimensões 60m x 60m x 60m determinado após testes de malhas, cujos resultados estão na Fig. 3.2, e criado com a ferramenta blockMesh do OpenFOAM (GREENSHIELDS, 2015). A malha da simulação compreende 216.000 células conforme já especificado no capítulo 3 em todos os seus detalhes. Foi dada atenção para evitar o efeito de parede em nossas simulações, colocando a fonte e os drenos longe o suficiente das paredes. A fonte e os drenos ocupam cada um uma célula. Um parâmetro adimensional ($C = \frac{T \cdot K \cdot \Delta p}{\mu \cdot L^2}$) estabelece a similaridade dinâmica entre dois domínios (OLIVEIRA, 2014), em que T é a escala de tempo (aqui tomada como a duração da simulação), L a escala de comprimento (considerada como a distância entre a fonte e os drenos), ΔP é a escala de desequilíbrio de pressão (entre a fonte e os drenos) e K é a permeabilidade. Utilizamos o valor da viscosidade do fluido não molhante como referência para μ . A Tabela 4.1 mostra os valores dos parâmetros usados nas simulações.

Tabela 4.1: Parâmetros utilizados nas simulações para otimizar o desempenho computacional.

Porosidade	0.2
Permeabilidade	$10^{-8} m^2$
Viscosidade da água	$10^{-3} kg/m \cdot s$
Viscosidade do óleo	$10^{-2} kg/m \cdot s$
Densidade da água	$1000 kg/m^3$
Densidade do óleo	$880 kg/m^3$

Através desse número adimensional de C e alguns valores típicos dessas quantidades em reservatórios reais de petróleo (DAKE, 1983), podemos estabelecer semelhanças entre diferentes fluxos. Por exemplo, se as relações entre os valores dos parâmetros utilizados (índice s) no modelo de simulação e os valores de referência (índice r) desses mesmos parâmetros forem $\frac{K_r}{K_s} = 5 \cdot 10^{-5}$; $\frac{\Delta p_r}{\Delta p_s} = 2$; $\mu_r = \mu_s$; $L_r = 10L_s$, então a proporção da escala de tempo é $\frac{T_r}{T_s} = 10^6 s$, o que significa que um segundo da simulação ($T_s = 1s$) corresponde a $T_r = 10^6 s$, aproximadamente 10 dias no meio de referência.

Diversas simulações foram realizadas para cada gradiente de pressão, variando também a distância entre as células de recuperação (drenos) com sua distribuição geométrica. Em todas as configurações, houve uma célula injetora única e central, enquanto as configurações

geométricas distintas foram caracterizadas pelas quantidades de drenos (células de recuperação). Para duas células de recuperação, foram estudados três casos assimétricos adicionais (referentes às rotações em torno do eixo z), conforme mostrado na Fig. 3.7.

A primeira configuração é a de um injetor central único com 30 metros de profundidade e um único dreno a 15 metros de distância na mesma profundidade. A Fig. 4.1 (a) mostra uma fatia horizontal do domínio no mesmo plano da origem e do dreno. Vemos a célula injetora à esquerda e a água concentrando-se à direita (região mais avermelhada) na direção do dreno. Na segunda configuração, temos dois drenos, ambos a 15 metros de distância da fonte e opostos um ao outro, como na Fig. 4.1 (b). Podemos ver o injetor colocado no centro da figura e o fluxo distribuindo-se igualmente para a direita e para a esquerda. Os casos para três e quatro drenos são mostrados nas Fig. 4.2 (a) e 4.2 (b). Também foram simulamos casos assimétricos para dois drenos, nas mesmas distâncias do poço do injetor, e separados por 30° , 60° , 120° .

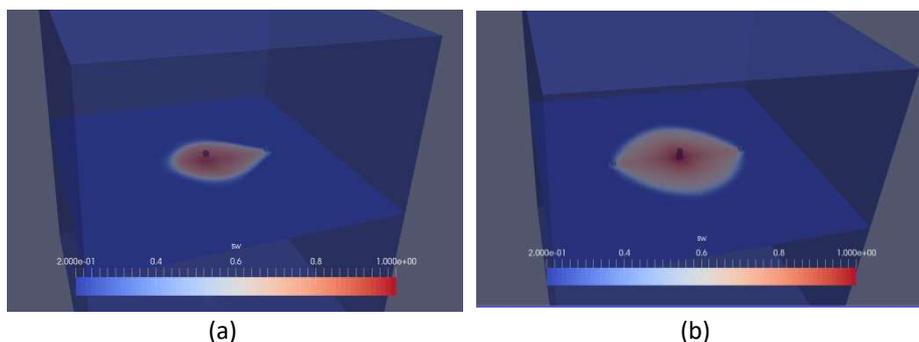


Figura 4.1: (a) Instantâneo da simulação mostrando a saturação da água em um corte do *sandbox* com um único dreno; (b) O mesmo com dois drenos simétricos.

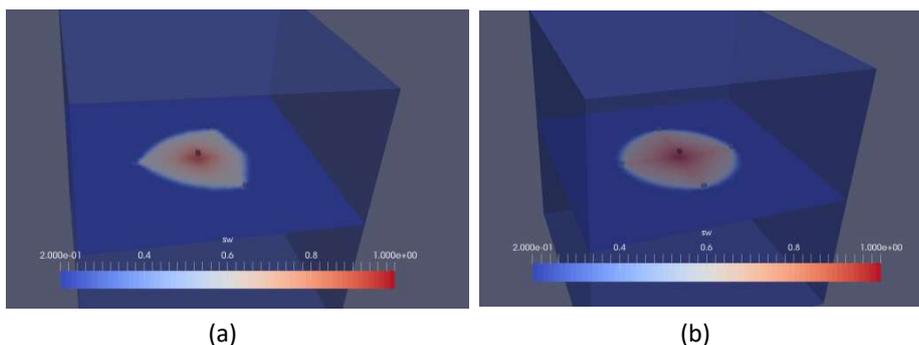


Figura 4.2: (a) Instantâneo para três poços simétricos de produção; (b) Instantâneo para quatro poços simétricos de produção

Para avaliar as interações, realizamos simulações com as quatro configurações de dois drenos com desequilíbrio de pressão de 200 psi, 300 psi e 400 psi. Os resultados são mostrados na Fig. 4.3, como a porcentagem de óleo recuperado em função do tempo. A escala de tempo é mostrada em segundos. Podemos ver que o caso simétrico (curva preta de 180°) é mais vantajoso. Como esperado, a influência mútua entre os drenos diminui com a sua separação.

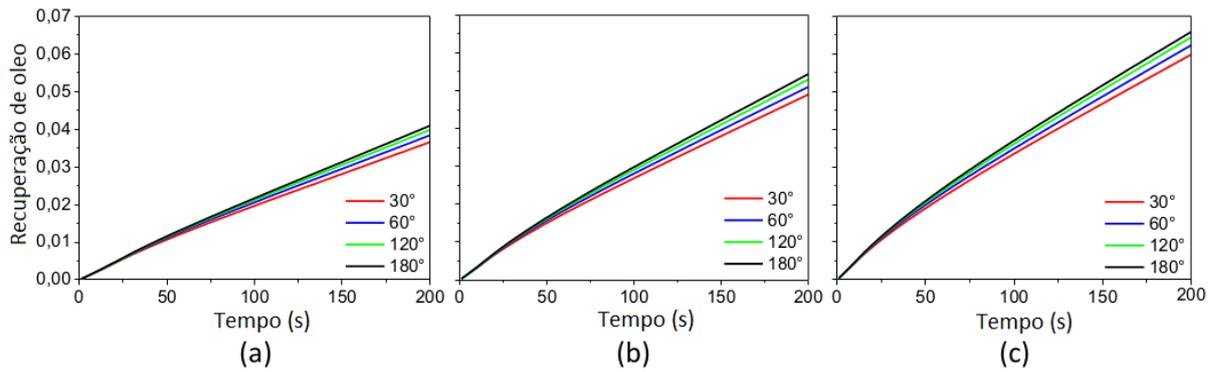


Figura 4.3: Acumulado de óleo recuperado como uma porcentagem do volume inicial do óleo existente em função do tempo (simulação). Os gradientes de pressão são de: (a) 200 psi; (b) 300 psi; (c) 400 psi

Como mostrado nos gráficos da Fig. 4.4, a produção de petróleo é um processo dinâmico que tende a se estabilizar a uma taxa praticamente constante por um longo tempo até decair bruscamente quando se chega a uma idade avançada.

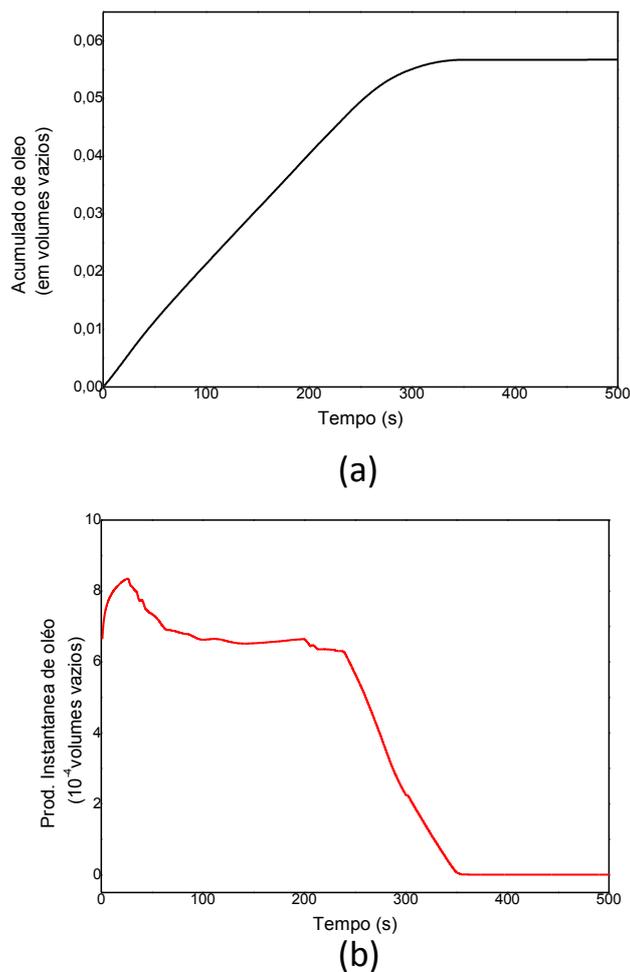


Figura 4.4: (a) Acumulado de óleo recuperado como porcentagem do volume inicial do óleo existente em função do tempo (além do breakthrough de água); (b) Recuperação instantânea de óleo.

Inicialmente, no entanto, como o fluxo é criado pelo gradiente de pressão, devemos obter um período de não equilíbrio quando a taxa de produção aumenta pelos efeitos da aceleração na permeabilidade relativa do óleo. Isso é mostrado na Fig. 4.5 (a) para 300 psi. Vemos que o aumento inicial se torna mais evidente à medida que o número de drenos aumenta. A Fig. 4.5 (b) mostra, para o mesmo desequilíbrio de pressão, o resultado esperado de que o volume recuperado aumenta com o número de drenos. Uma análise detalhada do pequeno intervalo de 0 a 50 segundos mostra que a derivada das curvas (Fig. 4.5 (b)) se comporta de acordo com a Fig. 4.5 (a).

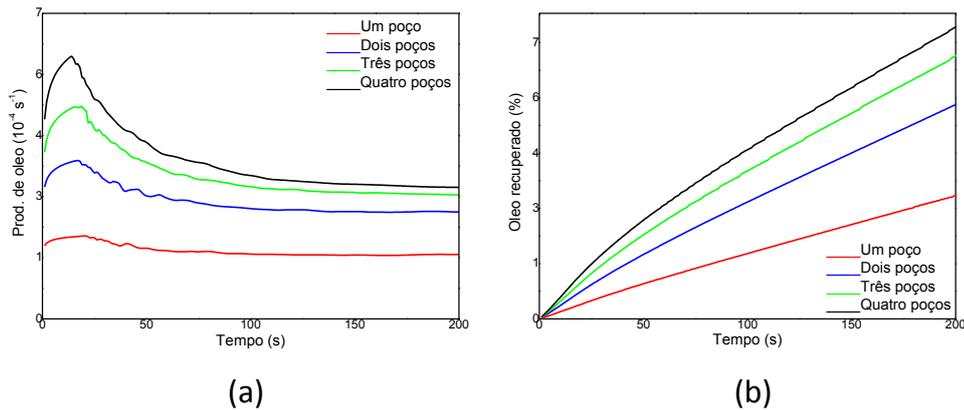


Figura 4.5: Taxa de produção e óleo recuperado para as configurações simétricas com diferentes números de drenos para 300 psi. (a) taxa de produção de petróleo como fração do volume de óleo preexistente produzido por segundo; (b) recuperação acumulada de óleo.

Denotemos por $Q_{n,\Delta P}$ a produção total de óleo do reservatório na simulação final no tempo ($T = 200s$) com n poços de produção e diferença de pressão entre o injetor e os produtores igual a ΔP . Vamos expressar $Q_{n,\Delta P}$ como uma fração do volume total de óleo inicial.

Os resultados das simulações mostram a interação dos fluxos no meio poroso quando mais de um dreno existe na configuração. A produção em cada dreno é reduzida para 83 % da produção original na configuração simétrica de dois drenos. Para um padrão com três drenos simétricos, a produção individual diminui para 71 % da produção individual original. A produção individual com quatro drenos é de cerca de 59 % da produção original. As simulações levam a um comportamento semelhante ao observado em reservatórios virgens em um processo primário (DONNEZ, 2007). Esses dados, entre outros, podem ser usados para considerar que tipo de padrão de inundação é mais apropriado para a exploração de petróleo.

Para concluir nossa análise sobre as interações de fluxo, realizamos mais simulações para novos casos simétricos com 5, 6, 7 e 8 drenos, todos os casos sob os mesmos gradientes de pressão de 200, 300, 400 psi. Além disso, rodamos todos esses oito casos para o gradiente de pressão de 100 psi. Portanto, foram realizadas 41 simulações, sendo 9 para os casos assimétricos e 32 simulações para os casos simétricos, com $N = 1, \dots, 8$ drenos, para quatro

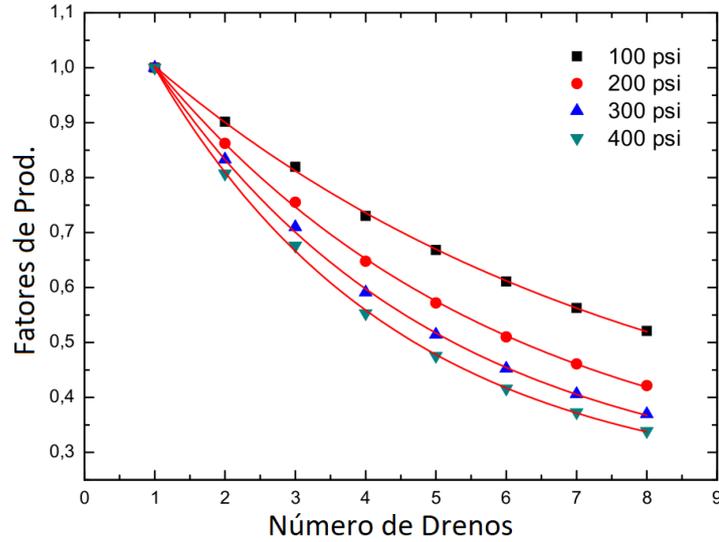


Figura 4.6: Diminuição do fator de produção de óleo por dreno em comparação ao número crescente de drenos. As linhas vermelhas representam um ajuste de decaimento exponencial $R = R_0 + A \exp(-N/\Sigma)$. Gráfico de $Q_{n,P}/(nQ_{1,P})$ em função de $n =$ número de poços de produção

desequilíbrio de pressões de 100, 200, 300 e 400 psi. A Fig. 4.6 mostra a produção individual normalizada reduzida pelo aumento do número de drenos. Uma curva de declínio exponencial ajusta-se bem aos resultados numéricos, $y = y_0 + A \exp(-N/\Sigma)$. Vemos que a diminuição da produção individual com o aumento do número de drenos é menos impactante para gradientes de pressão mais baixos. A Fig. 4.7 mostra a dependência dos parâmetros de *fitting* A e Σ com o gradiente de pressão. Novamente, obtivemos aqui um ajuste exponencial $V = V_0 + B \exp(-\Delta p/P)$ com os parâmetros fornecidos pela Tabela 4.2.

No que diz respeito à produção total, análises semelhantes levam à conclusão de que ela é mais sensível ao aumento do número de drenos para gradientes de pressão mais baixos, ao contrário da produção individual. A Fig. 4.8 mostra a taxa de variação da produção total em relação à de um único dreno para desequilíbrio de pressão 100, 200, 300 e 400 psi. Uma função exponencial ajusta-se bem aos resultados numéricos, $y = y_0 - A \exp(-N/\Sigma)$. A Fig. 4.9 mostra a dependência dos parâmetros de *fitting* A e Σ com o desequilíbrio de pressão. Novamente, obtivemos aqui um ajuste exponencial $V = V_0 + B \exp(-\Delta p/P)$. Os parâmetros B e P para este caso também aparecem na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Valores dos parâmetros para o ajuste da produção individual e total.

$A, \Sigma \doteq V_0 + B \exp(-\Delta p/P)$		Total	Individual
A	B	5.6	-0.3
	P (psi)	134.2	277.0
Σ	B	5.8	7.9
	P (psi)	102.7	142.9

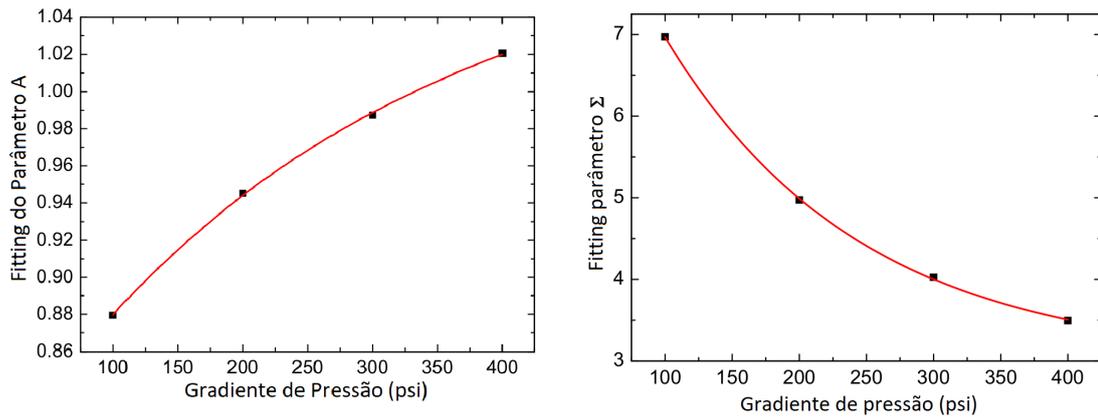


Figura 4.7: Parâmetros de montagem para produção individual em função do desequilíbrio de pressão. A linha vermelha representa a função de ajuste $V = V_0 + B \exp(-\Delta p/P)$

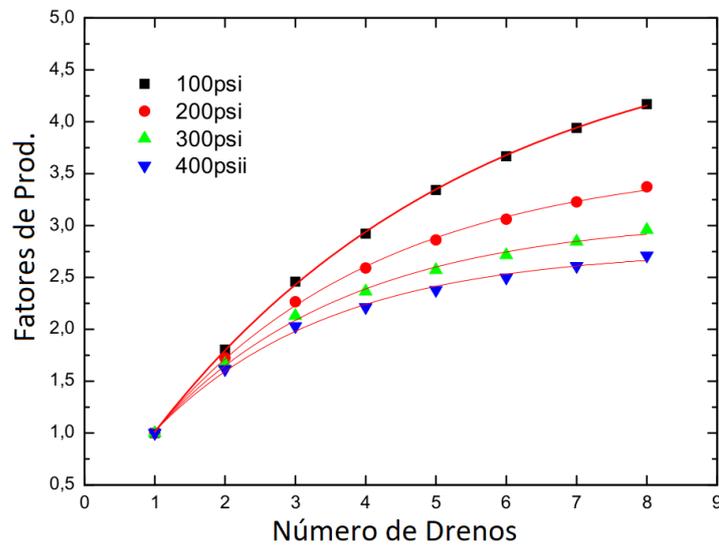


Figura 4.8: Fator de aumento da produção de petróleo

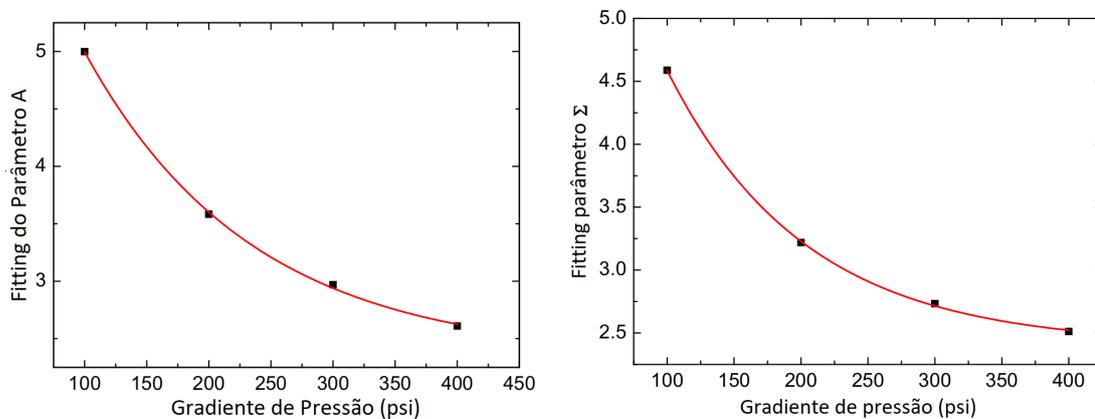


Figura 4.9: Parâmetros de montagem para produção total em função do gradiente de pressão. A linha vermelha representa a função de ajuste $V = V_0 + B \exp(-\Delta p/P)$.

Conclusão

O modelo *sandbox* é simples e mostrou-se capaz de ser usado para verificar a relação entre gradiente de pressão e configuração de poços com a velocidade de recuperação de petróleo. Através desse modelo e do *solver* utilizados em três trabalhos desenvolvidos e com dois artigos já publicados, podemos avaliar a influência do arranjo geométrico dos poços no desempenho da recuperação de óleo. Os resultados mostram que, ao perfurar mais poços de produção, a diferença de pressão entre os poços deve ser reajustada para otimizar a recuperação de óleo. Especificamente para os casos tratados neste estudo em meios isotrópicos, podemos concluir que a posição simétrica dos drenos (poços produtores) é a melhor configuração geométrica para a recuperação de fluidos não molhantes. A presente análise diz respeito à interação de fluxo em um meio poroso para a configuração de uma única fonte e vários drenos posicionados simetricamente ao redor da fonte, a partir da qual podemos concluir que:

- (i) a recuperação de óleo não aumenta linearmente com o número de drenos;
- (ii) a interação de fluxo contribui para diminuir a recuperação individual de óleo de cada dreno. A quantidade de óleo recuperado em função do número de drenos é calculada por uma função exponencial;
- (iii) os parâmetros A e \sum , definidos anteriormente, também mostram comportamento exponencial. Como observando na Tabela 4.2, vemos uma escala natural para o desequilíbrio de pressão da ordem de 100 psi.

Os resultados apresentados neste trabalho evidenciam que por mais que os menores gradientes de pressão, assim como menos poços produtores, gerem produções mais baixas, essa produção tende a se manter praticamente constante por um período de tempo maior, tendendo a recuperar um maior volume total de óleo ao longo do tempo. Já gradientes de pressão mais elevados assim como uma quantidade maior de drenos tendem a depletar o reservatório mais rapidamente. A questão é que a indústria petróleo segue regras de mercado, em que o interessante é ter um nível de produção que gere o maior resultado financeiro possível, uma vez que uma maior produção ao longo do tempo, não significa necessariamente maior resultado financeiro. Além disso, vivemos num tempo de grande investimento e avanços nas tecnologias para a produção de energias renováveis. Faz-se portanto, urgente se investir em técnicas de melhoramento da produção de petróleo visando que ela seja cada vez mais elevada, eficiente e duradoura, para que o petróleo mantenha-se como uma fonte de energia competitiva pelo maior tempo possível.

Apesar de tudo isso, essas questões e conclusões não são contraditórias em virtude desse trabalho ter um enfoque acadêmico, por mais que tenha aplicações práticas, pois o grande objetivo nesse trabalho é validar um modelo próprio e barato, que se utilize de uma plataforma livre como o OpenFOAM, e que seja capaz de servir como uma ferramenta eficaz para a previsões sobre escoamentos em meios porosos através de simulações numéricas computacionais. Assim, a partir da consistência dos resultados apresentados, julgo como contribuição mais valiosa do nosso trabalho, a disponibilização de um solver capaz de ser usado em simulações CFD em meios porosos, ferramenta que a plataforma OpenFOAM não dispunha até então.

Referências Bibliográficas

- ABIDIN, A.; PUSPASARI, T.; NUGROHO, W. Polymers for enhanced oil recovery technology. *Procedia Chemistry*, Elsevier, v. 4, p. 11–16, 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, 2018.
- AZEVEDO, J. S.; MURAD, M. A.; BORGES, M. R.; OLIVEIRA, S. P. A space–time multiscale method for computing statistical moments in strongly heterogeneous poroelastic media of evolving scales. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, Wiley Online Library, v. 90, n. 6, p. 671–706, 2012.
- BAR-YAM, Y. *Dynamics of complex systems*. [S.l.]: Addison-Wesley Reading, MA, 1997.
- BEAR, J. *Dynamics of fluids in porous media*. [S.l.]: Courier Corporation, 2013.
- BROOKS, R. H.; COREY, A. T. Hydraulic properties of porous media and their relation to drainage design. *Transactions of the ASAE*, American Society of Agricultural and Biological Engineers, v. 7, n. 1, p. 26–0028, 1964.
- CHEN, Z. *Reservoir simulation: mathematical techniques in oil recovery*. [S.l.]: Siam, 2007.
- DAKE, L. *Fundamentals of Reservoir Engineering., 1978*. [S.l.]: Elsevier, New York, 1983.
- DARCY, H. P. G. *Les Fontaines publiques de la ville de Dijon. Exposition et application des principes à suivre et des formules à employer dans les questions de distribution d'eau, etc.* [S.l.]: V. Dalamont, 1856.
- DELSHAD, M.; POPE, G. A. Comparison of the three-phase oil relative permeability models. *Transport in Porous Media*, Springer, v. 4, n. 1, p. 59–83, 1989.
- DONNEZ, P. *Essentials of Reservoir...* [S.l.]: Editions OPHRYS, 2007.
- FERZIGER, J.; PERIC, M.; MORTON, K. Computational methods for fluid dynamics springer berlin. *Heidelberg, New York Google Scholar*, 1999.
- 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.

- GREENSHIELDS, C. J. Openfoam-the open source cfd toolbox user guide. 2015.
- 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.
- LOPES, A. P. et al. Análise tridimensional de rochas por meio de microtomografia computadorizada de raios x integrada à petrografia. *Geosciences= Geociências*, v. 31, n. 1, p. 129–142, 2012.
- MATHIEU, J.; SCOTT, J. *An introduction to turbulent flow*. [S.l.]: Cambridge University Press, 2000.
- 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.
- NEGIN, C.; ALI, S.; XIE, Q. Application of nanotechnology for enhancing oil recovery—a review. *Petroleum*, Elsevier, v. 2, n. 4, p. 324–333, 2016.
- OLIVEIRA, M. E. de. *Novo paradigma em Física Computacional—software livre e computação em nuvem—aplicado à solução numérica de EDPs*. Tese (Doutorado) — Federal University of Ceará, Fortaleza, Brazil, 2014.
- 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.
- 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.
- SCHLICHTING, H.; GERSTEN, K.; KRAUSE, E.; OERTEL, H. J.; MAYES, C. Boundary layer theory springer. *Eighth Revised and Enlarged Edition*, 2000.
- SINGH, S. P.; KIEL, O. G. et al. Waterflood design (pattern, rate, and timing). In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *International Petroleum Exhibition and Technical Symposium*. [S.l.], 1982.
- TOLEDO, M. C. M. d. et al. Intemperismo e formação do solo. *Decifrando a terra*, 2000.
- VERSTEEG, H. K.; MALALASEKERA, W. *An introduction to computational fluid dynamics: the finite volume method*. [S.l.]: Pearson Education, 2007.
- VIVAS, C. et al. Geometrical influence of the source/drains configuration on the flow interactions in a sandbox model: A three-dimensional openfoam simulation. *International Journal of Modern Physics C (IJMPC)*, World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd., v. 30, n. 12, p. 1–11, 2019.

YOUSEFVAND, H.; JAFARI, A. Enhanced oil recovery using polymer/nanosilica. *Procedia Materials Science*, Elsevier, v. 11, p. 565–570, 2015.

YOUSSEF, M. I.; EL-MAGHRABY, R. M.; 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.

Estudo de escoamentos bifásicos em meios porosos através de simulações numéricas para a otimização da recuperação de petróleo

Cláudio Soares Vivas

Salvador, Maio de 2020.